

Regard vers l'avenir



2021



Colombie-Britannique

Alberta

Terre-Neuve-et-Labrador

Île-du-Prince-Édouard

Ontario

Minnesota

Michigan

New York

Iowa

Illinois

Kansas

Missouri

Arizona

Oklahoma

■ 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

■ Installation de stockage de gaz naturel

Un solide lien unit toute l'Amérique du Nord

Îles Turks et Caïcos

Îles Caïmans



Nous reconnaissons l'importance de **nos gens**



Nous prenons nos décisions à l'échelle **locale**

RAISON D'ÊTRE

Offrir un avenir énergétique plus propre

VALEURS



Nous ne faisons jamais de compromis sur la **sécurité**



Nous agissons avec **courage** et **intégrité**



Nous sommes des **champions** dans nos **collectivités**



Nous visons **l'excellence** au quotidien

En bref

TSX/NYSE : FTS

Sauf indication contraire, toutes les informations financières sont présentées en dollars canadiens, et tous les chiffres sont présentés en date du 31 décembre 2021.



3,4 millions de clients



Compte **9 100 employés**



Objectif de **réduction des émissions à l'échelle de la Société de 75 %** d'ici 2035, par rapport aux niveaux enregistrés en 2019



48^e année consécutive de hausse du dividende versé



Total de l'actif de **58 milliards \$**



10 entreprises de services publics au Canada, aux États-Unis et dans les Caraïbes



Fortis a établi **la parité hommes-femmes** au sein de son conseil d'administration et une femme occupe le poste de chef de la direction ou de présidente du conseil dans 60 % des entreprises de services publics de Fortis



Investissements communautaires de plus de 10 millions \$ en 2021

Progrès à l'égard de notre stratégie d'affaires

En 2021, nous avons connu une croissance soutenue et réalisé des progrès importants à l'égard de nos objectifs à long terme. Nous avons mis en œuvre un programme d'investissement de 3,6 milliards \$, dégagé un solide rendement pour nos actionnaires et réduit davantage nos émissions de carbone. En outre, nous avons dépassé les moyennes du secteur en ce qui a trait à nos résultats en matière de sécurité et de fiabilité et avons établi la parité hommes-femmes au sein de notre conseil d'administration.

Nous avons réalisé des progrès en ce qui a trait à notre stratégie d'affaires, et nous nous sommes adaptés aux défis et aux incertitudes liés à la pandémie de COVID-19. La santé et la sécurité de nos gens et de nos collectivités demeurent notre priorité. Nos gens sont la clé de notre réussite, et nous sommes extrêmement reconnaissants envers eux pour leur dévouement et leur persévérance.

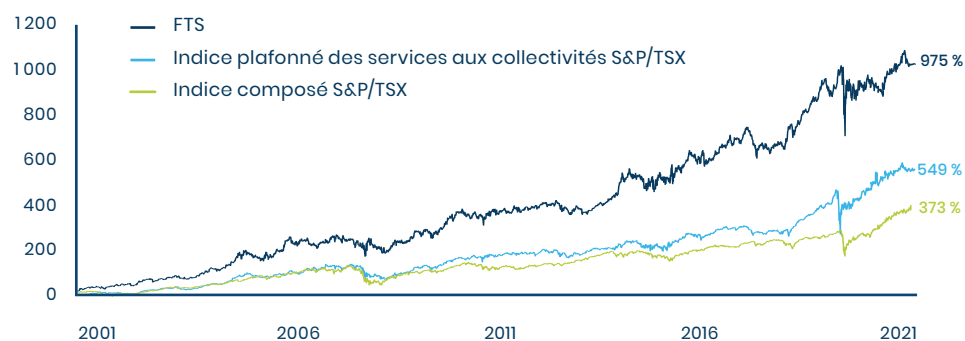


Dégager un rendement pour nos actionnaires

En 2021, Fortis a dégagé un excellent rendement total pour les actionnaires sur un an de 21,8 %. Sur une période de 20 ans, Fortis a dégagé un rendement total pour les actionnaires de 975 % et un rendement total annualisé moyen de 12,6 %. Au cours de la même période de 20 ans, l'indice plafonné des services aux collectivités S&P/TSX et l'indice composé S&P/TSX ont généré des rendements totaux de 549 % et de 373 %, respectivement.

Pour une 48e année consécutive, notre Société a enregistré une hausse du dividende versé aux actionnaires. En 2021, les actionnaires ont reçu un dividende de 2,05 \$ par action ordinaire, soit une augmentation d'environ 6 % par rapport à 2020. Nous avons également confirmé notre prévision à l'égard d'une croissance annuelle moyenne du dividende de 6 % jusqu'en 2025, laquelle est étayée par la croissance à long terme de nos activités de livraison d'énergie.

Rendement total supérieur pour les actionnaires sur 20 ans



RENDEMENTS TOTAUX POUR LES ACTIONNAIRES (MOYENNE ANNUELLE)

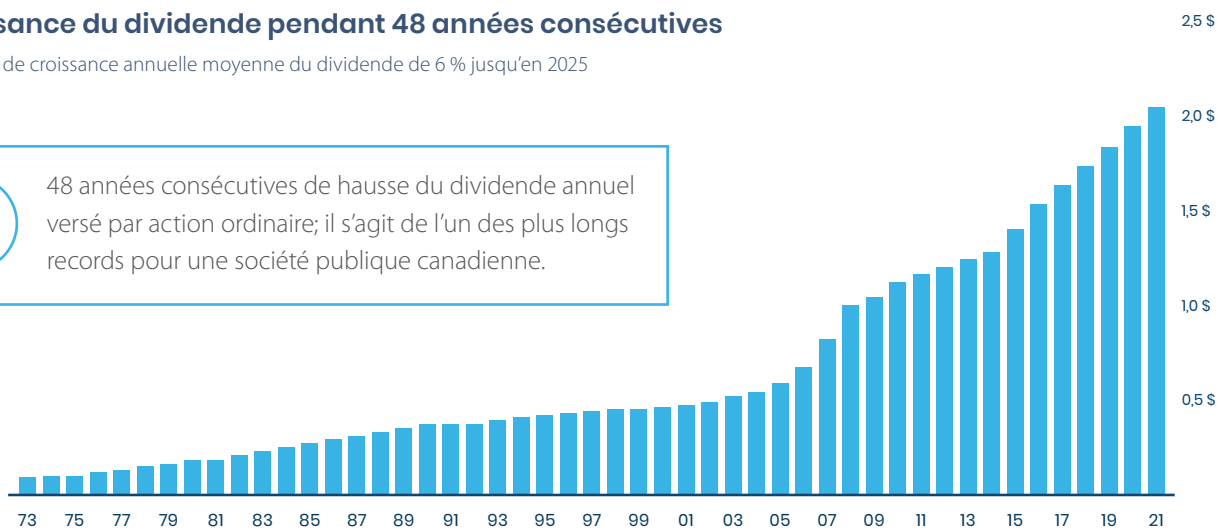
1 an	21,8 %
5 ans	12,1 %
10 ans	10,2 %
20 ans	12,6 %

Remarque : Rendement total cumulé sur 20 ans pour les actionnaires au 31 décembre 2021.

Croissance du dividende pendant 48 années consécutives

Prévision de croissance annuelle moyenne du dividende de 6 % jusqu'en 2025

48 années consécutives de hausse du dividende annuel versé par action ordinaire; il s'agit de l'un des plus longs records pour une société publique canadienne.





Miranda Jackson, ingénieure civile spécialisée en transport d'électricité

En 2021, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 1 231 millions \$, ou 2,61 \$ par action ordinaire, comparativement à 1 209 millions \$, ou 2,60 \$ par action ordinaire, pour 2020. Nous avons réalisé un bénéfice net ajusté de 2,59 \$ par action ordinaire en 2021, par rapport à 2,57 \$ en 2020.

La croissance de la base tarifaire de nos entreprises de services publics réglementés a bonifié notre bénéfice, et ce, malgré l'incidence défavorable du change de 48 millions \$, ou 0,10 \$ par action ordinaire. Compte non tenu du change, le bénéfice net ajusté par action ordinaire de 2021 a augmenté de 0,12 \$, ou environ 5 % par rapport à 2020.

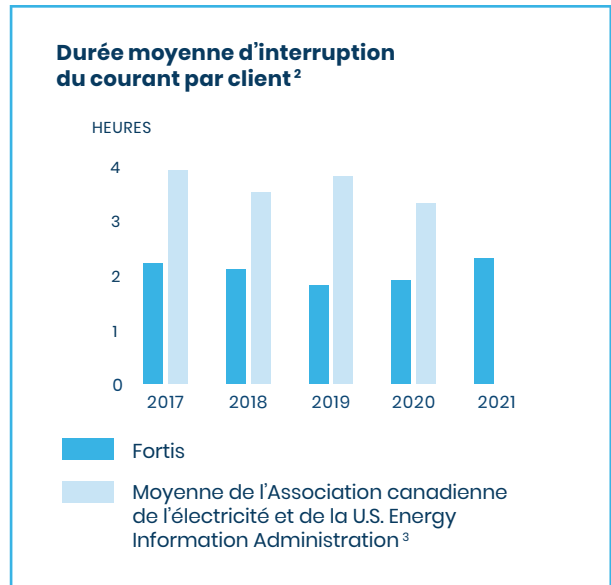
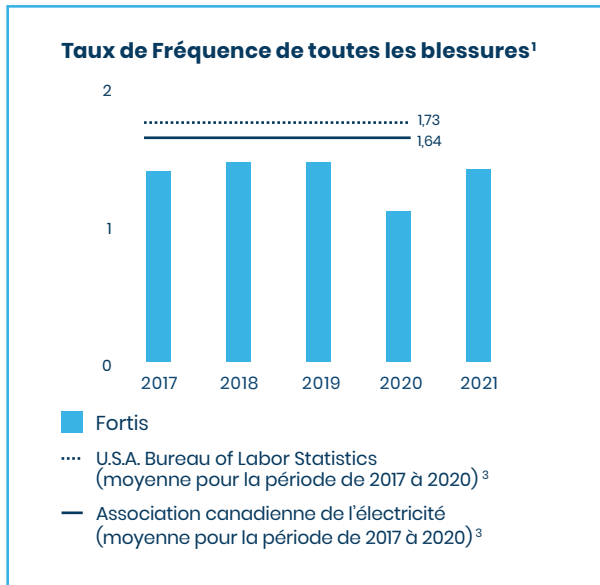
En 2021, nous avons mobilisé plus de 1 milliard \$ en émettant des titres d'emprunt à long terme à des taux

intéressants. Fortis Inc. a émis des titres d'emprunt qui ont principalement servi au refinancement des dettes arrivant à échéance, alors que nos entreprises de services publics réglementés en ont émis pour soutenir leurs programmes de dépenses d'investissement. L'accent soutenu que nous mettons sur l'énergie propre nous offre de nouvelles options de financement, comme en témoigne le recours aux instruments d'emprunt verts par ITC Holdings Corp. et Tucson Electric Power Company (« TEP ») en 2021. ITC Holdings Corp. a émis des billets d'un montant de 150 millions \$ US, dont la moitié était des billets verts, tandis que TEP a modifié sa facilité de crédit renouvelable de 250 millions \$ US afin que celle-ci permette des ajustements de prix liés à des paramètres de durabilité.

La sécurité et la fiabilité, toujours au coeur de nos préoccupations

Fortis continue de dépasser les moyennes du secteur en ce qui a trait à ses résultats en matière de sécurité et de fiabilité. Nos entreprises de services publics préconisent une culture solide axée sur la sécurité lorsqu'elles assurent la livraison fiable d'électricité et de gaz naturel aux clients. Notre réseau ne peut être sûr et fiable sans d'abord être sécuritaire. Nous appliquons des normes élevées en matière de cybersécurité et n'avons eu à signaler aucune atteinte à la cybersécurité depuis que nous avons commencé à présenter de l'information à cet égard en 2018.

Notre taux de fréquence de toutes les blessures, qui représente le nombre de blessures pour chaque bloc de 200 000 heures travaillées, s'est établi à 1,40 en 2021. Par comparaison, le taux moyen pour le secteur a été de 1,64 au Canada et de 1,73 aux États-Unis. Nous continuons de sensibiliser les employés aux questions liées à la sécurité afin d'améliorer davantage le rendement et, comme toujours, nous aborderons l'avenir en plaçant constamment la sécurité de nos employés, de nos clients et de nos sous-traitants au coeur de nos préoccupations.



1. Blessures par bloc de 200 000 heures travaillées.
2. Selon une moyenne pondérée du nombre de clients de Fortis dans chaque région.
3. Données de 2021 non disponibles pour l'instant.

Les interventions d'urgence demeurent un trait distinctif de notre excellence opérationnelle et nous permettent de réduire au minimum les interruptions de service pour les clients. En 2021, le nombre moyen d'heures d'interruption par client servi s'est établi à 2,3 heures, ce qui surpasse les durées moyennes d'interruption du secteur tant pour le Canada que pour les États-Unis.

entreprises de services publics et d'électricité les plus sécuritaires du Canada dans le cadre du programme Canada's Safest Employers Awards de 2021, tandis que Newfoundland Power a reçu le prix de résilience et de fiabilité, remis pour la toute première fois par l'Association canadienne de l'électricité.

Records de chaleur et inondations historiques en Colombie-Britannique, derecho dans la zone de service du Midwest d'ITC et ouragan à Terre-Neuve-et-Labrador; en 2021, pratiquement tous nos territoires de service ont de nouveau été frappés par des conditions météorologiques extrêmes. Et grâce à notre modèle d'exploitation, nos entreprises de services publics ont pu intervenir en ayant une connaissance adéquate des réseaux locaux ainsi qu'en tirant parti des meilleures pratiques et des ressources fournies à l'échelle de Fortis, le tout afin de pourvoir à la continuité de la livraison fiable d'électricité et de gaz naturel à nos clients.

Nous sommes particulièrement fiers de nos équipes de FortisAlberta et de Newfoundland Power, qui ont reçu une reconnaissance nationale. FortisAlberta s'est vu décerner un prix d'excellence dans la catégorie des



TEP réalise des progrès constants à l'égard de sa transition énergétique. En plus d'avoir mis en service le projet éolien Oso Grande, d'une capacité de 250 MW, l'entreprise de services publics compte désormais aussi sur l'énergie fournie par un projet éolien d'une capacité additionnelle de 99 MW, ainsi que par des réseaux d'énergie solaire et de stockage dans des batteries, d'une capacité respective de 100 MW et de 30 MW, qui ont été mis en service en 2021.

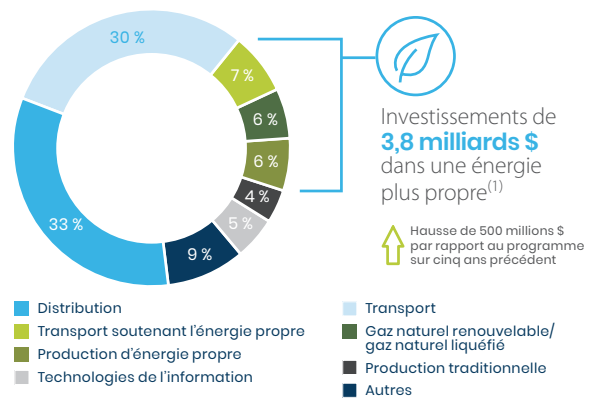
Investir dans un réseau résilient et une énergie plus propre

Nous avons mis en œuvre un programme d'investissement de 3,6 milliards \$ en 2021, alors que nous faisons face à des obstacles liés à la chaîne d'approvisionnement mondiale et à la volatilité des prix. Nos dépenses d'investissement ont notamment visé des projets liés à la résilience, à la modernisation et à l'énergie durable.

Dans le cadre de notre programme de 2021, des dépenses d'investissement d'environ 0,6 milliard \$ étaient axées sur la livraison d'une énergie plus propre aux clients. Parmi les plus importantes réalisations, notons l'achèvement du projet éolien Oso Grande d'une capacité de 250 MW de TEP, lequel générera suffisamment d'énergie chaque année pour répondre aux besoins annuels en électricité de près de 100 000 foyers.

Le projet Wataynikaneyap Transmission Power, qui procurera de nombreux avantages socioéconomiques à 24 collectivités des Premières Nations éloignées du nord de l'Ontario, a continué de prendre forme en 2021. Pendant les périodes de pointe de la construction, environ 1 000 travailleurs ont participé aux activités dans divers sites de construction éloignés. Le projet Wataynikaneyap a aussi été reconnu comme l'un des meilleurs projets Clean50 de 2021. L'organisme canadien Clean50 récompense les figures de proue en matière de durabilité au pays pour leur apport au cours des deux années précédentes.

Programme d'investissement sur cinq ans (2022 à 2026) soutenant une livraison d'énergie plus propre

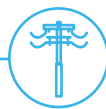


1. Les investissements dans une énergie plus propre s'entendent des investissements qui réduisent les émissions dans l'atmosphère et l'utilisation de l'eau, ou qui accroissent l'efficacité énergétique des clients.

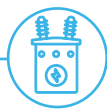
Notre nouveau programme d'investissement sur cinq ans prévoit l'investissement de 20 milliards \$ de 2022 à 2026, attestant ainsi notre capacité à maintenir une forte croissance interne sous-jacente. Nous prévoyons investir 3,8 milliards \$ dans des infrastructures énergétiques plus propres au cours des cinq prochaines années, ce qui représente une hausse de 500 millions \$ par rapport au programme sur cinq ans précédent. Ce programme équilibré à faible risque devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 31,1 milliards \$ en 2021 à 41,6 milliards \$ d'ici 2026, ce qui se traduit par un taux de croissance annuel composé sur cinq ans d'environ 6 %.



Ensemble du projet achevé à **46 %**



Construction de la ligne de transport achevée à **50 %**



Construction des sous-stations achevée à **35 %**

2021
Clean50
Exceptional Contributors to Clean Capitalism
Contributeurs Exceptionnels au Capitalisme Propre
TOP PROJECT

La durabilité pour nos gens et pour la planète

Ensemble, nos entreprises de services publics sont en train d'effectuer la transition vers un avenir énergétique plus propre. Jusqu'à la fin de 2021, nous avons réduit de 20 % nos émissions du champ d'application 1 par rapport à 2019, ce qui cadre avec notre objectif de réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2035.

Notre objectif représente des émissions évitées équivalentes au retrait d'environ deux millions de voitures de la circulation en 2035, par rapport aux niveaux de 2019. Une fois cet objectif atteint, nous prévoyons que 99 % de nos actifs seront consacrés à la livraison d'énergie et à la production d'énergie renouvelable sans carbone.

En 2021, nous avons annoncé notre soutien aux recommandations du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques (« GIFCC ») et nous nous sommes engagés à les mettre en œuvre pleinement,

y compris en réalisant une analyse des scénarios climatiques afin d'évaluer la résilience de nos activités de livraison d'énergie, laquelle sera achevée au cours du premier trimestre de 2022.

Dans le cadre de notre bilan sur la durabilité 2021, nous avons rehaussé l'information sur la durabilité en y ajoutant 50 nouveaux indicateurs de rendement clés, nous alignant ainsi davantage sur les normes du Sustainability Accounting Standards Board.



Newfoundland Power et Maritime Electric se sont vu décerner l'appellation « entreprise Électricité durable » par l'Association canadienne de l'électricité en 2021.



Fortis Inc. a été invitée à se joindre à la délégation canadienne officielle lors de la COP26, où elle a également été heureuse de rencontrer des membres de l'Association canadienne de l'électricité afin de discuter de la transition climatique dans le secteur de l'énergie.



Megan Cutcliffe, représentante du service à la clientèle



Caroline Astley, gestionnaire en environnement, grands projets



Nos engagements nous aident à devenir un partenaire mondial solide et fiable dans la lutte contre les changements climatiques et à créer une société plus diversifiée et plus inclusive.

Nous avons fait des avancées considérables au chapitre de l'inclusion et de la diversité, notamment en établissant la parité hommes-femmes au sein de notre conseil d'administration. Dans l'ensemble de nos entreprises de services publics, nous avons également créé un environnement plus créatif, novateur et accueillant qui offre à nos gens et à notre Société les meilleures chances de succès. Nous reconnaissons qu'il y a encore du chemin à faire, et nous sommes déterminés à rester sur la voie du progrès et à être un reflet plus fidèle des collectivités que nous desservons avec l'aide de notre conseil sur la diversité et l'inclusion.



Fortis a établi **la parité hommes-femmes** au sein de son conseil d'administration et une femme occupe le poste de chef de la direction ou de présidente du conseil dans 60 % des entreprises de services publics de Fortis.

Grâce à nos pratiques en matière de gouvernance d'entreprise, qui nous ont d'ailleurs valu une reconnaissance dans le secteur, nous nous assurons d'exercer nos activités en tant que société durable bien gérée, aujourd'hui et dans l'avenir. En 2021, nous avons instauré une nouvelle mesure relative à la rémunération des cadres afin de relier la rémunération incitative à la réduction des émissions de carbone et aux priorités qui touchent aux changements climatiques. En outre, nous avons adopté une nouvelle politique sur la diversité du conseil en vertu de laquelle le conseil s'efforcera de maintenir une proportion minimale de 40 % de femmes et de compter dans ses rangs au moins deux administrateurs autochtones ou faisant partie d'une minorité visible d'ici 2023.

Nous avons fait des dons de charité totalisant plus de 10 millions \$ en 2021, contribuant à l'essor et au renforcement de nos collectivités. Les employés de nos entreprises de services publics et du siège social ont répondu à de nombreux besoins dans leurs collectivités, en fournissant un soutien à la fois financier et pratique.

Un leadership qui appuie nos objectifs

Lors de la réunion annuelle du conseil en mai, nous avons accueilli deux nouvelles administratrices : Mme Lisa Durocher, vice-présidente principale, Services financiers et émergents chez Rogers Communications Inc., et Mme Gianna Manes ancienne présidente et chef de la direction d'ENMAX Corporation. Toutes deux font profiter notre conseil de leur expérience et leur apport précieux, en plus de contribuer à sa diversité.

À la fin de 2021, M. Jim Laurito, vice-président directeur, développement des affaires et chef de la direction technique, a pris sa retraite après avoir mené une brillante carrière dans le secteur de l'énergie.

Nous lui sommes reconnaissants de l'immense contribution qu'il a apportée à Fortis et lui souhaitons la plus belle retraite qui soit.

Le rôle de M. Gary Smith a été élargi avec sa nomination au poste de vice-président directeur, exploitation et innovation. M. Smith dirige nos priorités en matière d'innovation à l'échelle du groupe Fortis et continue d'exercer un leadership dans des domaines clés tels que la sécurité, la fiabilité et les dépenses d'investissement dans l'ensemble de l'organisation. M. Smith supervise également les fonctions relatives à la cybersécurité et à la technologie de la Société.

Valeur pour les parties prenantes

Nos valeurs fondamentales ont toujours servi, et serviront toujours, de fondement à la façon dont nous faisons des affaires. Nous nous concentrons sur toutes nos parties prenantes, notamment nos gens, nos clients, nos collectivités, nos actionnaires et notre planète. Notre succès continu prouve que nous misons sur la bonne stratégie et les bonnes personnes pour faire en sorte que Fortis soit une société durable qui offrira de la valeur à long terme.

Nous espérons pouvoir compter sur votre soutien indéfectible, alors que nous assurerons un avenir énergétique plus propre pour le bien de tous. Ensemble, nous devons faire – et continuer de faire – notre part.

Au nom du conseil
d'administration,

Le président du conseil
d'administration, Fortis Inc.



Douglas J. Haughey



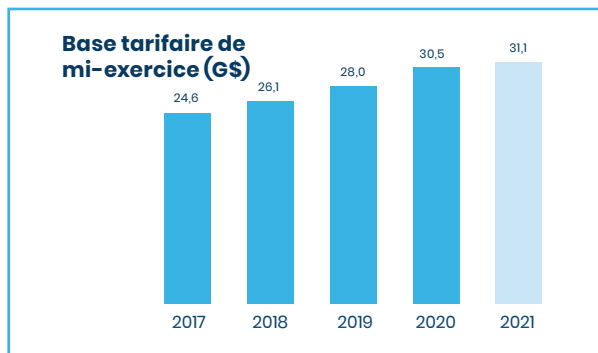
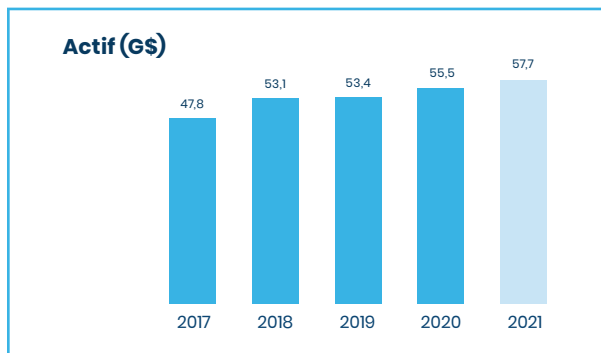
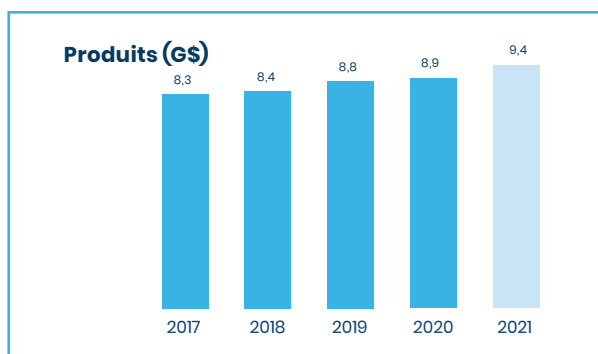
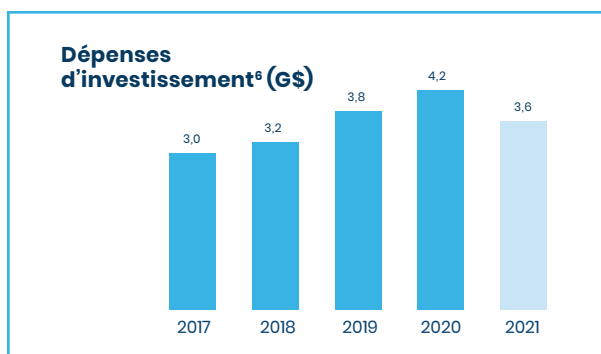
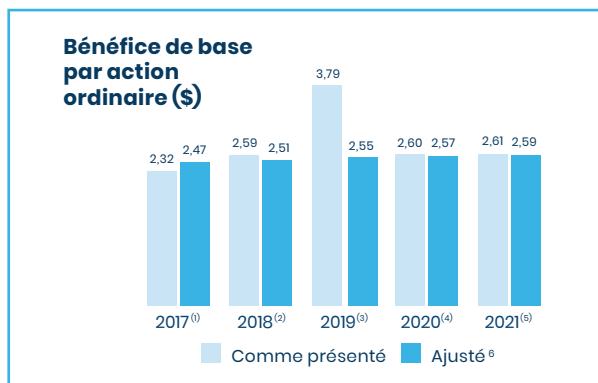
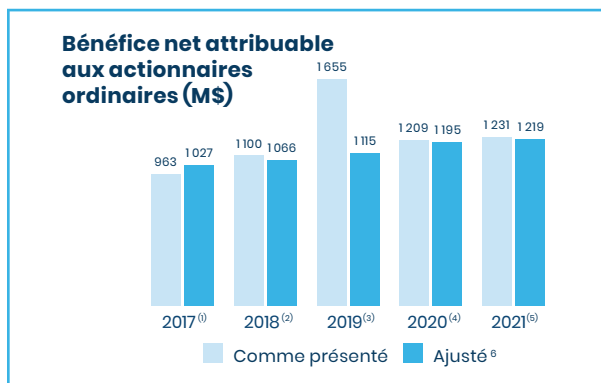
Le président et chef de la
direction, Fortis Inc.



David G. Hutchens



Faits saillants financiers



1. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni de l'incidence de la réforme fiscale américaine ni des autres éléments non liés à l'exploitation.
2. La réforme fiscale américaine et une baisse du supplément incitatif au titre de l'indépendance pour ITC ont influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient pas compte de certains éléments non liés à l'exploitation.
3. Un profit à la cession de l'Expansion de Waneta et un ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire relative à ITC ont influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni du profit à la cession, ni de l'ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire, ni des autres éléments non liés à l'exploitation.
4. Un ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire relative à ITC a influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient compte ni de l'ajustement favorable lié à une ordonnance réglementaire ni de certains éléments non liés à l'exploitation.
5. La baisse du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien a influé sur les résultats. Le bénéfice net ajusté ne tient pas compte de certains éléments non liés à l'exploitation.
6. Mesure financière non conforme aux PCGR des États-Unis.

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

Activités très réglementées, peu risquées et diversifiées

Activités réglementées

	CLIENTS			DEMANDE DE POINTE				2022P ¹			
	ÉLECTRICITÉ (NOMBRE)	GAZ (NOMBRE)	EMPLOYÉS (NOMBRE)	ÉLECTRICITÉ (MW)	GAZ (TJ)	VENTES D'ÉLECTRICITÉ (GWH)	VOLUMES DE GAZ (PJ)	BÉNÉFICE (M\$)	ACTIF TOTAL (G\$)	BASE TARIFAIRE DE MI-EXERCICE (G\$)	PROGRAMME D'INVESTISSEMENT (M\$)
ITC ²	–	–	705	22 920	–	–	–	426	21,0	10,1	998
UNS Energy	538 000	165 000	2 028	3 164	108	16 842	16	292	11,1	6,5	704
Central Hudson	300 000	80 000	1 076	1 148	134	5 000	23	93	4,4	2,4	344
FortisBC ³	185 000	1 065 000	2 594	777	1 399	3 460	228	244	10,7	6,9	778
FortisAlberta	577 000	–	1 087	2 751	–	16 643	–	141	5,2	4,0	445
Autres entreprises d'électricité ⁽⁴⁾	474 000	–	1 479	1 956	–	9 266	–	118	4,3	3,6	621
	2 074 000	1 310 000	8 969	32 716	1 641	51 211	267	1 314	56,7	33,5	3 890

1. Prévisions

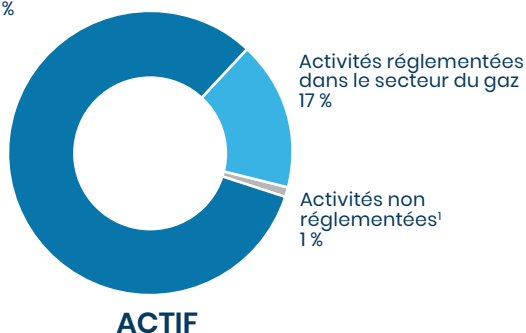
2. Les données reflètent 100 % des activités d'ITC, sauf le bénéfice qui représente la participation de 80,1 % de la Société. ITC n'a aucun client de détail.

3. Comprend FortisBC Energy et FortisBC Electric.

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

Enterprises de services publics réglementés 99%

Activités réglementées dans le secteur de l'électricité 82 %



1. Comprend des investissements dans les infrastructures énergétiques en Colombie-Britannique et au Belize.



Actif total de **58 milliards \$** au 31 décembre 2021.

Rapport de gestion

Table des matières

À propos de Fortis	12	Situation de trésorerie et sources de financement	27
Principaux faits nouveaux	13	Besoins en flux de trésorerie	27
Aperçu du rendement	14	Sommaire des flux de trésorerie	28
Le secteur	17	Obligations contractuelles	30
Mettre l'accent sur la durabilité	18	Structure du capital et notations	31
Résultats d'exploitation	20	Programme d'investissement	31
Rendement des unités d'exploitation	21	Risques d'affaires	36
ITC	21	Questions comptables	43
UNS Energy	22	Instruments financiers	46
Central Hudson	22	Dette à long terme et autres	46
FortisBC Energy	23	Dérivés	46
FortisAlberta	23	Principales informations financières annuelles	48
FortisBC Electric	23	Résultats du quatrième trimestre	49
Autres entreprises d'électricité	24	Sommaire des résultats trimestriels	50
Infrastructures énergétiques	24	Transactions entre parties liées et intersociétés	51
Siège social et autres	24	Évaluation des contrôles et procédures par la direction	52
Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis	25	Perspectives	52
Faits saillants en matière de réglementation	25	Informations prospectives	53
Situation financière	27	Glossaire	54
		États financiers consolidés	56

En date du 10 février 2022

Le présent rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue. Il doit être lu conjointement avec les états financiers annuels de 2021 et est assujéti à la mise en garde présentée à la rubrique « Informations prospectives » à la page 53. Vous pouvez obtenir de plus amples renseignements au sujet de Fortis, y compris la notice annuelle déposée sur SEDAR, en consultant les adresses www.fortisinc.com, www.sedar.com ou www.sec.gov.

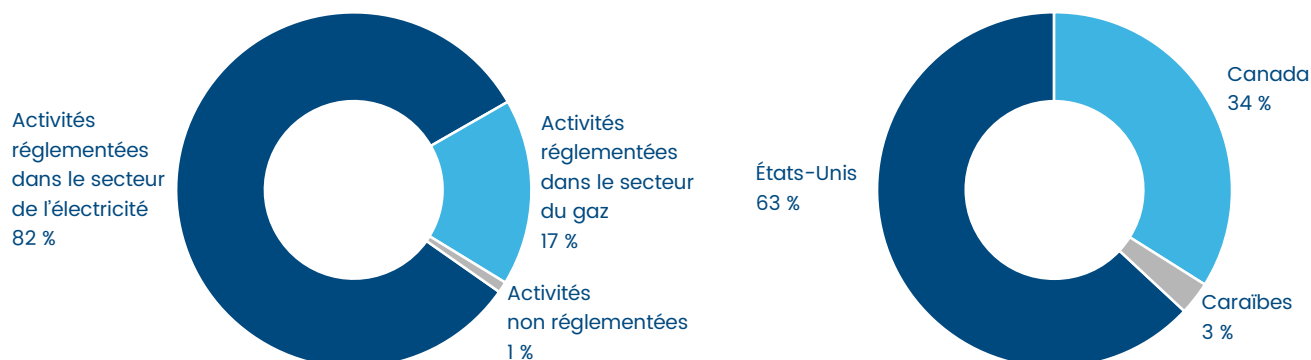
L'information financière figurant aux présentes a été préparée conformément aux PCGR des États-Unis (à l'exception des mesures présentées comme étant non conformes aux PCGR des États-Unis) et est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire, selon les taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien suivants : i) taux moyen de 1,25 et de 1,34, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020; ii) 1,26 et 1,27, respectivement, aux 31 décembre 2021 et 2020; iii) taux moyen de 1,26 et de 1,30, respectivement, pour les trimestres clos les 31 décembre 2021 et 2020; et iv) 1,25 pour toutes les périodes visées par des prévisions. Certains termes et expressions utilisés dans le présent rapport de gestion sont définis dans le glossaire présenté à la page 54.

À PROPOS DE FORTIS

Fortis (TSX/NYSE : FTS), dont les produits ont été de 9,4 milliards \$ en 2021 et dont le total de l'actif s'élevait à 58 milliards \$ au 31 décembre 2021, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés bien diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord.

Les entreprises de services publics réglementés comptent pour 99 % des actifs de la Société, le reste étant principalement attribuable aux activités non réglementées du secteur Infrastructures énergétiques. Les employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 100, servent 3,4 millions de clients du secteur des services publics dans cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes. Au 31 décembre 2021, 66 % des actifs de la Société étaient situés à l'extérieur du Canada. En outre, 57 % des produits de 2021 proviennent d'établissements à l'étranger.

TOTAL DE L'ACTIF AU 31 DÉCEMBRE 2021



Fortis est essentiellement une société de livraison d'énergie, et 93 % de ses actifs sont liés au transport et à la distribution. Les activités se caractérisent par un bénéfice et des flux de trésorerie à faible risque, stables et prévisibles. Les principales mesures de la performance financière sont le bénéfice, le BPA et le rendement total pour l'actionnaire.

Les entreprises de services publics réglementés de Fortis sont les suivantes : ITC (transport d'électricité – Michigan, Iowa, Minnesota, Illinois, Missouri, Kansas et Oklahoma); UNS Energy (distribution intégrée de gaz naturel et d'électricité – Arizona); Central Hudson (transport et distribution d'électricité et distribution de gaz naturel – État de New York); FortisBC Energy (transport et distribution de gaz naturel – Colombie-Britannique); FortisAlberta (distribution d'électricité – Alberta); FortisBC Electric (société intégrée liée à l'électricité – Colombie-Britannique); Newfoundland Power (société intégrée liée à l'électricité – Terre-Neuve-et-Labrador); Maritime Electric (société intégrée liée à l'électricité – Île-du-Prince-Édouard); FortisOntario (société intégrée liée à l'électricité – Ontario); Caribbean Utilities (société intégrée liée à l'électricité – Île Grand Caïman); et FortisTCL (société intégrée liée à l'électricité – Îles Turks et Caïcos). Fortis détient également une participation en actions dans la société en commandite Wataynikaneyap (transport électrique – Ontario) et dans Belize Electricity (société intégrée liée à l'électricité – Belize).

Les activités non réglementées du secteur Infrastructures énergétiques se composent de BECOL (trois installations de production hydroélectrique – Belize) et d'Aitken Creek (installation de stockage de gaz naturel – Colombie-Britannique).

Fortis s'est dotée d'un modèle d'exploitation unique. En effet, elle possède un petit siège social situé à St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, et ses unités d'exploitation fonctionnent sur une base essentiellement autonome. Chaque entreprise de service public a sa propre équipe de gestion et son propre conseil d'administration, et la plupart de ces conseils sont majoritairement composés d'administrateurs indépendants, lequel s'assure de façon efficace que les paramètres généraux des politiques et des meilleures pratiques de Fortis sont respectés. L'autonomie des filiales permet de bâtir des relations constructives avec les organismes de réglementation, les responsables des politiques, les clients et les collectivités. Fortis estime que ce modèle favorise la responsabilisation des entreprises de la Société, permet à celles-ci de tirer parti des occasions qui s'offrent à elles et améliore leur performance. En outre, ce modèle positionne bien Fortis en vue des occasions d'investissement futures.

Fortis s'efforce de fournir un service énergétique sûr, fiable et économique aux clients, tout en privilégiant des politiques et des pratiques en matière de durabilité. Offrir un avenir énergétique plus propre est la raison d'être fondamentale de la Société. En outre, la priorité de la direction consiste à favoriser une croissance rentable à long terme pour les actionnaires au moyen de la mise en œuvre de son programme d'investissement et de la poursuite d'occasions d'investissement dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci.

Des renseignements additionnels sur les entreprises et les unités d'exploitation de la Société sont présentés à la note 1 des états financiers annuels de 2021.

PRINCIPAUX FAITS NOUVEAUX

Pandémie de COVID-19

Pendant la pandémie de COVID-19, les entreprises de services publics de la Société continuent de fournir un service essentiel avec fiabilité et en toute sécurité. La Société suit l'évolution de la situation et prend les mesures appropriées, particulièrement en ce qui a trait à la santé et la sécurité de nos employés et du public. Les entreprises de services publics de la Société surveillent l'incidence de la pandémie sur les prix des produits de base et la chaîne d'approvisionnement, et intensifient les activités d'approvisionnement et de couverture afin d'atténuer les répercussions sur les tarifs facturés aux clients. Ces répercussions et les autres effets possibles de la pandémie, y compris le risque de perturbations liées à la main-d'œuvre, sont évalués, et des mesures sont prises afin que Fortis et ses entreprises de services publics puissent continuer à fournir un service sûr, fiable et économique tout en appuyant la santé publique.

Rapport de gestion

La Société continue d'évaluer la conjoncture économique dans les territoires qu'elle dessert et l'incidence connexe sur : i) les ventes d'énergie, particulièrement en ce qui concerne UNS Energy et le secteur Autres entreprises d'électricité, étant donné que les produits de ces secteurs ne sont pas protégés par des mécanismes réglementaires; ii) la capacité des clients à payer leurs factures d'énergie et l'incidence connexe sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation; iii) l'avancement des instances réglementaires et la capacité de recouvrer les coûts en temps opportun; et iv) la mise en œuvre du programme d'investissement. À l'exception du report de la décision relative à la demande tarifaire générale de TEP en 2020, la pandémie de COVID-19 n'a pas eu d'incidence importante sur la performance financière pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

L'incertitude persiste relativement à la pandémie, particulièrement en ce qui concerne l'émergence de nouveaux variants du virus, l'efficacité à long terme et la distribution mondiale des vaccins contre la COVID-19, les répercussions de la vaccination obligatoire et des directives d'isolement sur la disponibilité de la main-d'œuvre, les éventuelles mesures prises par les gouvernements pour limiter les effets sur la santé publique, et les perturbations que la chaîne d'approvisionnement pourrait subir. Les répercussions opérationnelles et financières possibles de la pandémie de COVID-19 sont abordées à la rubrique « Risques d'affaires » à la page 36.

Dépenses pour les infrastructures et propositions fiscales aux États-Unis

En novembre 2021, le gouvernement américain a approuvé des dépenses importantes pour les infrastructures, y compris les investissements dans le transport, l'électrification et le développement économique, ainsi que la résilience du réseau électrique. À mesure que les renseignements sont disponibles, Fortis continue d'examiner ces dépenses prévues afin d'en évaluer l'incidence sur ses activités.

L'administration Biden a également rédigé d'importantes propositions fiscales qui comprennent, entre autres, des modifications aux règles en matière d'imposition internationale et d'imposition minimale, la création d'un crédit d'impôt à l'investissement dans le transport et la prolongation des crédits d'impôt pour l'énergie propre. Les propositions continuent d'évoluer et, bien qu'il soit inconnu pour l'instant, le moment de l'adoption de la loi qui incorporera ces propositions fiscales est actuellement prévu en 2022.

En février 2022, le ministère des Finances du Canada a publié un avant-projet de loi qui comprenait une proposition concernant la déductibilité des intérêts. La proposition est assortie d'une période de commentaires qui se terminera en mai 2022, et on ignore à quel moment la loi pourrait être adoptée. De plus, en avril 2021, le budget fédéral canadien a été publié et comportait des propositions de changements à l'égard de l'imposition internationale. Ces propositions n'ont fait l'objet d'aucune mise à jour importante, et on ignore à quel moment l'avant-projet de loi pourra être consulté.

Des modifications des lois fiscales pourraient porter atteinte aux résultats d'exploitation, à la situation financière et aux flux de trésorerie de la Société. Les répercussions possibles des modifications des lois fiscales sont abordées à la rubrique « Risques d'affaires » à la page 36. Fortis continuera d'évaluer les répercussions à mesure que de plus amples renseignements sur les propositions fiscales américaines et canadiennes seront disponibles.

APERÇU DU RENDEMENT

Principales mesures financières

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires			
Réel	1 231	1 209	22
Ajusté ¹	1 219	1 195	24
BPA de base (en \$)			
Réel	2,61	2,60	0,01
Ajusté ¹	2,59	2,57	0,02
Dividendes			
Versés par action ordinaire (en \$)	2,0500	1,9375	0,1125
Ratio de distribution réel (en %)	78,5	74,5	4,0
Ratio de distribution ajusté (en %) ¹	79,2	75,4	3,8
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	470,9	464,8	6,1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 907	2 701	206
Dépenses d'investissement ¹	3 564	4 177	(613)

1. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25.

Bénéfice et BPA

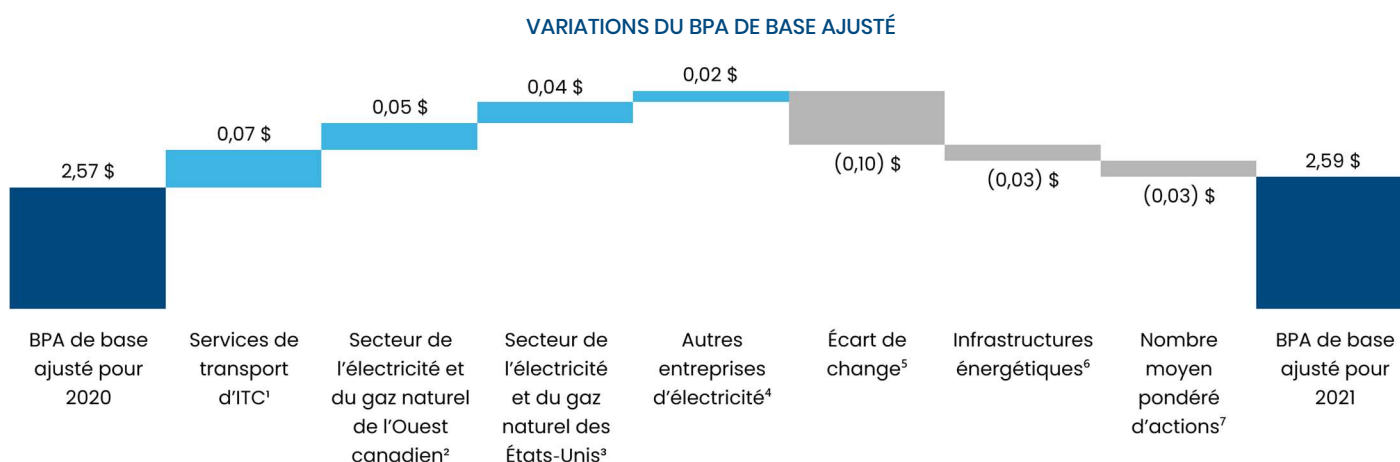
Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 22 millions \$ par rapport à 2020. La croissance du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été atténuée par l'incidence défavorable du change de 48 millions \$ et par les éléments non récurrents importants de 14 millions \$ comptabilisés en 2020. Ces éléments non récurrents importants en 2020 comprennent un ajustement au titre du RCP de base d'ITC, partiellement contrebalancé par la finalisation de la réforme fiscale américaine. Ces incidences ont été partiellement compensées par les profits latents liés à la valeur de marché de 12 millions \$ en 2021 au titre des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek.

Rapport de gestion

La Société a enregistré une croissance du bénéfice de 72 millions \$, compte non tenu de l'incidence des éléments susmentionnés. La croissance opérationnelle en 2021 reflète : i) la croissance de la base tarifaire; ii) la hausse du bénéfice en Arizona principalement attribuable aux nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021, en partie contrebalancée par la baisse des ventes en raison des conditions météorologiques défavorables et par la hausse des coûts d'exploitation; iii) la poursuite de la reprise dans les Caraïbes après les perturbations économiques causées par la pandémie de COVID-19 en 2020; et iv) la hausse des ventes de FortisAlberta liée aux conditions météorologiques favorables, partiellement contrebalancée par une augmentation du taux d'imposition effectif. Cette croissance a été contrebalancée en partie par la baisse de la production d'hydroélectricité au Belize et par la diminution du bénéfice d'Aitken Creek découlant des pertes réalisées à l'égard des contrats de gaz naturel.

Outre les facteurs susmentionnés ayant influé sur le bénéfice, la variation du BPA reflète une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable au RRD de la Société.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le BPA de base ajusté ont augmenté de 24 millions \$ et de 0,02 \$, respectivement. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25, pour un rapprochement de ces mesures. La variation du BPA de base ajusté, incluant l'incidence défavorable du change décrite précédemment, est illustrée dans le graphique suivant :



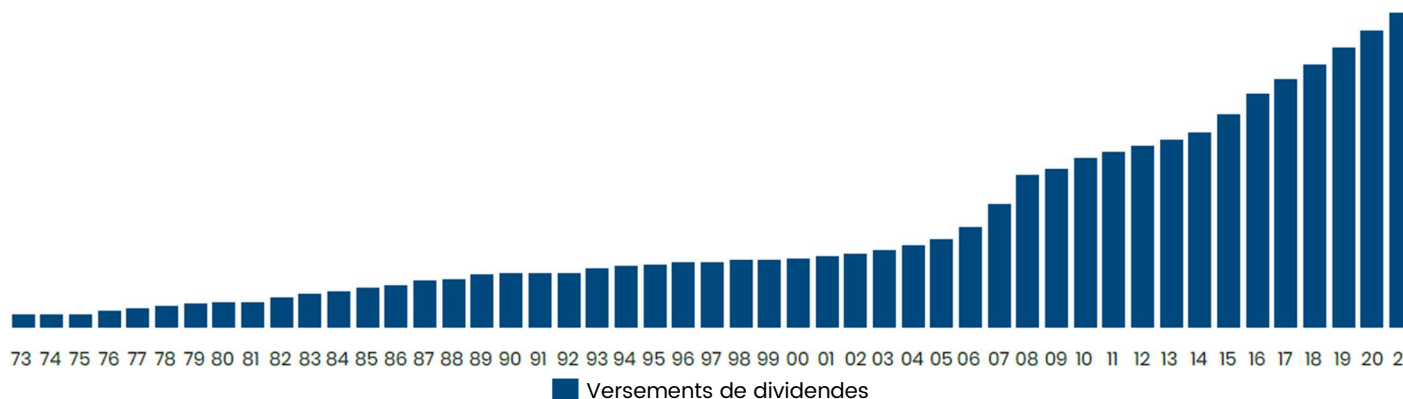
1. Reflète principalement la croissance de la base tarifaire et un ajustement lié aux swaps de taux d'intérêt, facteurs partiellement contrebalancés par une augmentation des charges non recouvrables.
2. Comprend FortisBC Energy, FortisAlberta et FortisBC Electric. Reflète principalement la croissance de la base tarifaire, ainsi qu'une hausse des ventes attribuable aux conditions météorologiques favorables, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation du taux d'imposition effectif de FortisAlberta.
3. Comprend UNS Energy et Central Hudson. L'augmentation pour UNS Energy reflète principalement l'incidence des nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, partiellement compensée par la baisse des ventes découlant des conditions météorologiques défavorables et la hausse des coûts d'exploitation essentiellement liée à l'entretien prévu des installations de production. Le bénéfice de Central Hudson reflète la finalisation de sa demande tarifaire générale avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2021, en partie contrebalancée par l'incidence des mécanismes réglementaires et la hausse des coûts d'exploitation.
4. Reflète principalement la hausse du bénéfice dans les Caraïbes, attribuable à la poursuite de la reprise après les perturbations économiques causées par la pandémie de COVID-19 en 2020.
5. Taux de change moyen de 1,25 en 2021, comparativement à 1,34 en 2020.
6. Reflète principalement les variations de la production hydroélectrique au Belize liées aux volumes des précipitations, ainsi que la diminution du bénéfice d'Aitken Creek découlant des pertes réalisées à l'égard des contrats de gaz naturel, certains contrats ayant fait l'objet d'un règlement en 2021 compte tenu des courbes de taux à terme favorables.
7. Nombre moyen pondéré d'actions de 470,9 millions en 2021, contre 464,8 millions en 2020.

Dividendes

Fortis a payé un dividende de 0,535 \$ par action ordinaire au quatrième trimestre de 2021, une hausse de 5,9 % par rapport à 0,505 \$ pour chacun des quatre trimestres précédents, conformément aux prévisions de la Société en ce qui a trait aux dividendes. Le ratio de distribution réel s'est établi à 78,5 % pour 2021, comparativement à 74,5 % pour 2020, et à un taux annuel moyen de 65,9 % pour la période de cinq ans allant de 2017 à 2021.

Fortis a augmenté son dividende versé sur les actions ordinaires pendant 48 années consécutives. En septembre 2021, Fortis a confirmé sa prévision pour le dividende, visant jusqu'en 2025 une croissance annuelle moyenne d'environ 6 %.

HAUSSE DU DIVIDENDE VERSÉ SUR LES ACTIONS ORDINAIRES PENDANT 48 ANNÉES CONSÉCUTIVES



Le tableau ci-dessous présente le rendement total pour l'actionnaire généré par la croissance des dividendes combinée au cours du marché des actions ordinaires de la Société.

RENDEMENT TOTAL POUR L'ACTIONNAIRE ¹ (en %)	Sur 1 an	Sur 5 ans	Sur 10 ans	Sur 20 ans
Fortis	21,8	12,1	10,2	12,6

1. Rendement total pour l'actionnaire annualisé au 31 décembre 2021 selon Bloomberg.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 206 millions \$ est attribuable à la hausse du bénéfice en trésorerie qui reflète la croissance de la base tarifaire et les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, lesquels sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021, partiellement contrebalancée par la hausse des coûts d'exploitation de TEP et par un paiement initial reçu par FortisAlberta en 2020 en vertu d'une entente à long terme avec un détaillant d'énergie. L'augmentation est aussi attribuable aux variations favorables des reports réglementaires en raison du calendrier des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients ainsi qu'à la baisse des paiements des frais de transport de FortisAlberta. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien en 2021.

Dépenses d'investissement

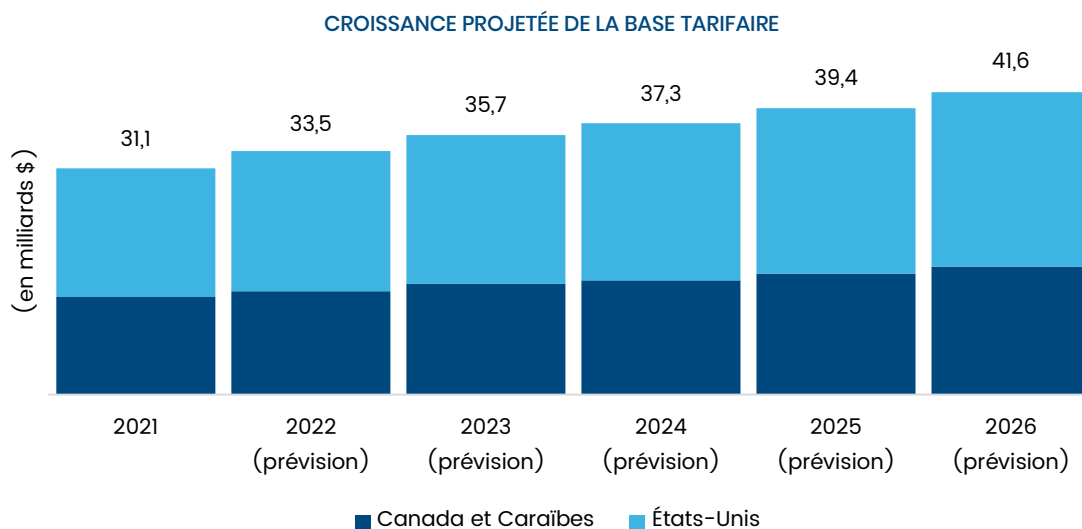
Les dépenses d'investissement se sont élevées à 3,6 milliards \$, ce qui est globalement conforme au programme d'investissement de 2021. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 31 pour obtenir une analyse détaillée du programme de dépenses d'investissement de la Société. En 2021, les dépenses d'investissement ont diminué de 0,6 milliard \$ par rapport à 2020 en raison principalement du calendrier des coûts liés à la construction de l'installation de production Oso Grande d'UNS Energy, ainsi que de l'incidence de la baisse du taux de change moyen.

Comparativement au programme d'investissement pour 2021 à 2025 présenté dans le rapport de gestion de 2020, le programme d'investissement sur cinq ans de la Société pour 2022 à 2026 se chiffre à 20,0 milliards \$ et prend en compte des dépenses d'investissement additionnelles de 1,0 milliard \$ pour ce qui est des entreprises de services publics réglementés de la Société. L'augmentation reflète en grande partie la croissance de la clientèle, l'amélioration de la fiabilité et de la capacité du transport, et les investissements dans une énergie plus propre. Cette augmentation est atténuée par un montant de 600 millions \$ découlant du taux de change présumé de 1,25, lequel est inférieur au taux de 1,32 présumé dans le cadre du programme d'investissement sur cinq ans précédent de la Société.

Dans l'ensemble, la pandémie de COVID-19 n'a pas eu d'incidence significative sur les dépenses d'investissement en 2021. Même si la Société ne s'attend pas à ce que la pandémie de COVID-19 influe de façon significative sur son programme d'investissement global sur cinq ans, elle continuera d'évaluer le calendrier des dépenses d'investissement prévues. Selon la durée et la gravité de la pandémie, y compris les répercussions des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, certaines de ces dépenses pourraient être reportées à une date ultérieure comprise dans la durée du programme d'investissement de 2022 à 2026. Le programme d'investissement devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la dette des entreprises de services publics réglementés et des capitaux propres ordinaires provenant du RRD des dividendes de la Société.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 31,1 milliards \$ en 2021 à 41,6 milliards \$ d'ici 2026, ce qui représente un taux de croissance moyen composé sur cinq ans d'environ 6 %. Fortis prévoit que cette croissance de la base tarifaire se traduira par une croissance du bénéfice et du dividende.

Les dépenses d'investissement et le programme d'investissement reflètent les mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25 et à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 31.



Les autres occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour faciliter la synergie de placements dans des infrastructures énergétiques plus propres relativement au plan de transport à long terme de MISO; les investissements dans des pipelines et dans l'infrastructure de GNL en Colombie-Britannique pour favoriser la résilience du gaz naturel; le projet transfrontalier entièrement autorisé de raccordement électrique sous le lac Érié en Ontario; et l'accélération des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

LE SECTEUR

La transformation du secteur de l'énergie en Amérique du Nord s'accélère rapidement, alimentée par les répercussions des changements climatiques et la nécessité d'assurer un avenir plus propre. Il y a donc un besoin grandissant de développer des sources d'énergie plus propre et de mettre en œuvre des mesures de conservation de l'énergie afin de préserver la planète pour les générations futures. L'objectif de réduction des émissions de carbone exige une innovation accrue, et les avancées technologiques connexes ont suscité l'intérêt des investisseurs et des clients. La production d'énergie renouvelable reste primordiale pour assurer un avenir sans carbone, et le transport d'électricité est considéré comme un instrument essentiel pour favoriser l'accès à l'énergie renouvelable à grande échelle. Le gaz naturel demeure également un élément clé du bouquet énergétique, non seulement car il offre une source de production complémentaire permettant de pallier le caractère intermittent des énergies renouvelables, mais aussi parce qu'il constitue une source de chauffage économique. À long terme, les progrès liés à l'utilisation de l'hydrogène et du GNR peuvent également contribuer à la réduction des émissions de carbone. Ces facteurs, jumelés à l'abordabilité accrue de l'énergie plus propre, créent des occasions d'investissement importantes dans le secteur des services publics.

Les politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial continuent de refléter l'attention accrue accordée aux changements climatiques, et en particulier aux objectifs et initiatives en matière d'énergie propre et de réduction des émissions de carbone. Aux États-Unis, une loi prévoyant des investissements importants dans les infrastructures – y compris celles du secteur de l'énergie qui touchent les énergies renouvelables, le transport et le stockage – a été approuvée. D'autres lois sont envisagées, et celles-ci feraient encore augmenter les investissements requis pour atteindre les nouveaux objectifs audacieux du gouvernement fédéral en ce qui a trait à la réduction des émissions de carbone. Alors que les États et les provinces se fixent également des cibles ambitieuses de réduction des émissions de carbone, le contexte continue d'évoluer et de gagner en complexité sur les plans de la réglementation et de la conformité. Ces changements créent des occasions d'investissement dans de nouvelles sources de production d'énergie renouvelable, dont l'énergie solaire et l'énergie éolienne, ainsi que dans les infrastructures de transport afin de connecter les sources d'énergies renouvelables au réseau. À mesure que les énergies renouvelables se multiplient, la diminution des coûts liés à la technologie de stockage de l'énergie fournit aussi des occasions d'investissement dans le stockage énergétique. L'électrification du secteur des transports prend de l'ampleur et offre une excellente occasion de réduire les émissions de GES, tout en augmentant la production et l'efficacité du réseau. Les entreprises de services publics de la Société sont bien positionnées et participent activement à la poursuite de ces occasions qui attireront d'importants investissements pour bon nombre d'années.

Les nouvelles technologies stimulent le changement dans tous les territoires de service. Les réseaux de distribution d'énergie deviennent plus intelligents et sont maintenant dotés de compteurs avancés perfectionnés, de nouveaux processus automatisés et de technologies opérationnelles plus performantes; les entreprises de services publics peuvent ainsi obtenir des données détaillées sur la consommation d'énergie ainsi que des renseignements prédictifs relatifs à l'entretien afin d'améliorer l'efficacité et la sécurité. Les capacités de gestion se développent à l'aide de nouveaux systèmes permettant de stocker l'énergie et de répondre à la demande, et les clients ont désormais les moyens de gérer et de réduire leur consommation d'énergie, tout en ayant accès à des technologies de production décentralisée plus abordables. La résilience du réseau revêt une importance croissante, car les phénomènes météorologiques extrêmes, tels que les ouragans, les incendies de forêt, les tornades et les tempêtes, sont de plus en plus fréquents. Par conséquent, les investissements visant le renforcement et la résilience des réseaux se révèlent encore plus déterminants pour augmenter la capacité de ceux-ci à résister à ces phénomènes climatiques et à redevenir fonctionnels après ceux-ci.

Axée sur l'innovation, la culture de Fortis sous-tend la recherche constante d'un meilleur moyen d'offrir aux clients l'énergie et les services dont ils ont besoin de manière sûre, fiable et abordable. Afin de favoriser davantage l'innovation, Fortis est un partenaire de la coalition d'entreprises de services publics Energy Impact Partners, un fonds de capital-investissement stratégique qui investit dans des technologies, des produits, des services et des modèles économiques inédits qui transforment le secteur. Conjointement avec d'autres grandes entreprises nord-américaines de services publics, la Société participe également à la Low Carbon Resources Initiative de l'Electric Power Research Institute. En mettant à contribution ces forces et ces partenariats, Fortis prévoit demeurer un chef de file de ce secteur en constante évolution.

Par ailleurs, l'engagement envers la clientèle revêt de l'importance pour les entreprises de services publics à mesure que les attentes des clients évoluent. En effet, les clients veulent prendre des décisions éclairées en matière d'énergie et jouer un rôle actif dans la prestation de leurs services énergétiques. Ils s'attendent également à un service personnalisé, à des options de libre-service adaptées, ainsi qu'à davantage de communications numériques en temps réel. Les entreprises de services publics de Fortis tirent parti de ce contexte et y voient l'occasion d'offrir des systèmes d'information et des technologies numériques perfectionnés afin d'améliorer le service à la clientèle.

Sur le plan de la sécurité, nous cherchons continuellement à accroître l'attention et les ressources que nous consacrons aux mesures de protection et d'intervention qui nous permettent de résister aux cybermenaces, plus sophistiquées et plus nombreuses, visant nos systèmes de technologies opérationnelles et d'information. Des mises à niveau des systèmes de sécurité physique sont également nécessaires pour faire face aux menaces en constante évolution. Tous ces progrès et défis technologiques offrent des occasions d'investissements stratégiques afin d'améliorer et d'étendre le service à la clientèle et de renforcer la sécurité.

Fortis est en position de profiter des occasions sectorielles en évolution. La structure décentralisée de la Société et sa culture axée sur la clientèle appuient les efforts requis pour répondre aux attentes changeantes des clients. Chacune des entreprises de services publics travaille de façon constructive avec les organismes de réglementation et toutes les parties prenantes pour proposer des solutions en matière de politiques, d'énergie et de services, et elles font partie intégrante de toutes les collectivités qu'elles desservent. Fortis est déterminée à se poser comme chef de file du secteur en ce qui a trait à la transition vers l'énergie propre.

METTRE L'ACCENT SUR LA DURABILITÉ

Fortis est déterminée à être un partenaire énergétique solide pour ses collectivités en exerçant ses activités de façon responsable sur les plans environnemental et social. Fortis est d'avis qu'une gestion responsable de l'environnement et de la durabilité crée une valeur commerciale, en plus d'être bénéfique pour nos clients et pour la planète.

Afin d'attirer l'attention sur la durabilité et de favoriser la responsabilisation à l'égard de celle-ci, la surveillance est coordonnée aux plus hauts échelons de Fortis et constitue une priorité pour chacune de nos filiales en exploitation. Les efforts en matière de durabilité sont gérés au niveau des entreprises de services publics afin d'assurer le respect des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et municipaux applicables, qui peuvent différer selon le territoire de service. La vice-présidente directrice, développement durable et chef des ressources humaines de Fortis relève du président et chef de la direction, et ils sont tous deux responsables de la durabilité à l'échelle de l'entreprise et de sa gestion au niveau de la haute direction. Quant au conseil, sa responsabilité est d'assurer la surveillance de la gestion des risques et de veiller à ce que les activités soient menées dans le respect de normes élevées en ce qui a trait à la responsabilité environnementale et sociale. Finalement, le comité de la gouvernance et de la durabilité du conseil est chargé de surveiller la structure de gouvernance ainsi que les programmes et les pratiques de durabilité.

Les principaux éléments du programme et des pratiques de durabilité de Fortis sont présentés ci-dessous. La notice annuelle de la Société contient de plus amples renseignements à ce sujet.

Changements climatiques et questions d'ordre environnemental

Fortis est essentiellement une société de livraison d'énergie, et 93 % de ses actifs sont affectés au transport d'énergie par l'intermédiaire de nos câbles et canalisations de gaz naturel. Ainsi, Fortis a une occasion unique de faciliter la livraison d'une énergie plus propre à ses clients, et son impact environnemental est limité par rapport à celui des entreprises axées sur la production d'énergie. Bien que Fortis ait une exposition restreinte à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles, elle a élaboré un plan prévoyant la transition à une énergie plus durable pour ses clients.

Les émissions directes de GES de la Société proviennent principalement de ses actifs de production, lesquels comprennent pour l'essentiel les installations de production d'énergie à partir de combustibles fossiles de TEP qui représentent 5 % du total de l'actif de la Société. Fortis continue de s'appuyer sur son profil d'émissions faibles et demeure résolue à atteindre son objectif de réduire les émissions de carbone à l'échelle de la Société de 75 % d'ici 2035 par rapport à l'année de référence 2019. Fortis prévoit réaliser cet objectif grâce à TEP, qui projette de réduire ses émissions de carbone, ainsi qu'aux initiatives en matière d'énergie propre au sein des autres entreprises de services publics de la Société.

En 2021, Fortis a réduit de 20 % ses émissions du champ d'application 1 par rapport à 2019, ce qui équivaut à retirer de la circulation environ 540 000 véhicules en un an et représente un progrès considérable vers l'atteinte de notre objectif de 75 %. La fermeture de la centrale Navajo de TEP à la fin de 2019 ainsi que la récente mise en service de projets d'énergie renouvelable, comme le projet éolien Oso Grande d'une capacité de 250 MW, le projet éolien Borderlands d'une capacité de 99 MW et le projet solaire Wilmot d'une capacité de 100 MW, ont favorisé l'atteinte de notre objectif de réduction des émissions de carbone jusqu'à présent.

La déclaration environnementale de la Société énonce son engagement à respecter l'ensemble des lois et règlements applicables concernant la protection de l'environnement, à mener régulièrement des activités de surveillance et audits des systèmes de gestion environnementale, à chercher des occasions valables et économiques de diminuer les émissions de GES et à accroître les sources d'énergie renouvelable. Chaque filiale en exploitation met en œuvre des programmes de conformité environnementale exhaustifs qui cadrent avec la norme ISO 14001, en plus d'effectuer un contrôle régulier de ses systèmes et protocoles de gestion environnementale, de s'efforcer de continuellement améliorer son rendement, et d'établir et d'examiner ses propres objectifs, cibles et programmes environnementaux. Le plus récent bilan sur la durabilité de Fortis a été publié en juillet 2021 et comprenait des renseignements sur les questions suivantes : i) les progrès réalisés par la Société au chapitre de la réduction des émissions de carbone; ii) la mise à jour des indicateurs clés en matière de durabilité; iii) le respect des normes du Sustainability Accounting Standards Board; et iv) l'adhésion de la Société aux recommandations du Groupe de travail sur la divulgation de l'information financière relative aux changements climatiques. La Société réalise actuellement une analyse des scénarios climatiques visant à évaluer la résilience de nos activités de livraison d'énergie et prévoit faire le point sur les progrès accomplis en 2022.

Sécurité et fiabilité

Fortis est un chef de file du secteur en ce qui a trait à la sécurité et à la fiabilité, et les résultats de la Société à ce chapitre sont invariablement supérieurs aux moyennes du secteur. Fortis tire parti de son modèle d'exploitation unique et de son expérience dans le secteur des services publics pour offrir un service sûr et fiable à ses clients et aux collectivités qu'elle dessert. Des hauts dirigeants responsables de l'exploitation de toutes les entreprises de services publics de Fortis se réunissent régulièrement pour se communiquer les pratiques exemplaires et recenser les occasions de collaboration dans plusieurs sphères opérationnelles, dont la santé et la sécurité.

En 2021, des dépenses d'investissement de 600 millions \$ ont été axées sur la livraison d'une énergie plus propre aux clients. De plus, lors de l'élaboration du programme d'investissement sur cinq ans de la Société, chacune des entreprises de services publics envisage les investissements nécessaires pour livrer une énergie plus propre aux clients, renforcer l'infrastructure et améliorer la résilience des réseaux, l'intention étant de préserver la fiabilité pour les clients, tout en atténuant les répercussions attendues des changements climatiques, telles que les phénomènes météorologiques plus intenses et plus fréquents, sur les infrastructures de services publics. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 31 pour plus d'informations sur le programme d'investissement de la Société.

Efforts en matière de service à la clientèle et dans les collectivités

Les entreprises de services publics de Fortis collaborent étroitement avec leurs clients et leurs collectivités afin d'apporter des améliorations et de rehausser l'expérience globale liée au service à la clientèle. Des cibles de satisfaction de la clientèle sont établies et des sondages sur le service à la clientèle sont réalisés sur une base régulière en mettant l'accent sur le degré de satisfaction des clients, la fiabilité et l'exactitude de la facturation et de la lecture des compteurs, la qualité du service dans les centres de contact et la fiabilité de l'approvisionnement énergétique.

Fortis et ses entreprises de services publics cherchent constamment des occasions de croissance, d'innovation et d'efficacité énergétique dans les collectivités desservies. L'engagement communautaire régulier de Fortis, qui prend notamment la forme de dons à des organismes de bienfaisance locaux, de partenariats avec des établissements d'enseignement et de participation à des conseils locaux, lui permet de demeurer un contributeur important dans nos collectivités locales.

Cybersécurité

Le PGRC vise à améliorer continuellement l'échange d'information et la culture de sécurité. Fortis a adopté un PGRC à l'échelle de l'entreprise qui permet l'identification, l'évaluation, la surveillance et la gestion des risques liés à la cybersécurité. Par ailleurs, la Société et chaque entreprise de services publics envisagent continuellement les investissements dans la sécurité qui sont nécessaires, tant au niveau de la Société qu'au niveau des réseaux, durant l'élaboration du programme d'investissement sur cinq ans. La surveillance de la cybersécurité incombe à la vice-présidente et chef de l'information de Fortis ainsi qu'aux conseils et aux comités de direction respectifs de Fortis et de chaque entreprise de services publics.

Gestion du capital humain

Fortis reconnaît la valeur de ses 9 100 employés et sait que son succès est tributaire de la solidité de son personnel, qui doit se sentir en sécurité, recevoir du soutien et être bien outillé. Fortis offre des programmes de rémunération et d'avantages du personnel conçus pour attirer et maintenir en poste des personnes talentueuses. Elle est d'avis que le leadership exercé aux plus hauts échelons de l'organisation jette les bases d'un milieu de travail sain, et que ce leadership doit se manifester dans l'ensemble de l'organisation. La Société a fait de l'offre d'un avenir énergétique plus propre sa raison d'être principale, animée par des valeurs enracinées à tous les niveaux de l'organisation.

Gouvernance

Fortis a élaboré un code de conduite guidé par la raison d'être et les valeurs de la Société et prévoyant des normes qui imposent des pratiques commerciales éthiques à l'ensemble de ses administrateurs, dirigeants, employés, conseillers, sous-traitants et représentants, le cas échéant. Les principes fondamentaux du code de conduite de Fortis s'appliquent universellement dans l'ensemble de l'organisation, et chaque filiale en exploitation adopte son propre code essentiellement similaire. Fortis et ses entreprises de services publics offrent des séances de formation régulières aux employés sur le code de conduite, et tous les employés de Fortis attestent chaque année leur conformité à ce code.

Rapport de gestion

Le code de conduite est appuyé par d'autres politiques qui donnent les grandes lignes de la conduite attendue de la direction et des employés, y compris la politique anticorruption et la politique sur le respect en milieu de travail. Toutes les filiales en exploitation de Fortis ont mis en place des politiques qui défendent les valeurs de la Société figurant dans ces politiques et qui mettent en évidence leur engagement à assurer l'égalité des chances et à offrir des milieux de travail sécuritaires et respectueux.

Fortis et chacune de ses filiales en exploitation mettent en œuvre une politique de dénonciation afin d'encourager et de faciliter la dénonciation des comportements susceptibles de contrevenir au code de conduite et aux politiques relatives au milieu de travail.

Diversité, équité et inclusion

La politique sur la diversité du conseil et de la haute direction de la Société décrit les principes et les objectifs en matière de diversité au sein du conseil et de la haute direction, y compris un engagement à maintenir un conseil au sein duquel au moins 40 % des administrateurs indépendants sont des femmes. À l'heure actuelle, 50 % des membres du conseil et 45 % des membres de l'équipe de direction sont des femmes. Une femme occupe le poste de présidente ou de présidente du conseil dans 60 % des entreprises de services publics de Fortis. En outre, Fortis s'est récemment donné pour nouvel objectif de recruter, d'ici 2023, deux administrateurs qui s'identifient comme faisant partie d'une minorité visible ou comme étant autochtones.

La promotion de la diversité, de l'équité et de l'inclusion est une priorité chez Fortis. La Société a pris un engagement formel en faveur de l'inclusion et de la diversité qui s'applique à tous les employés de Fortis et de ses filiales en exploitation. L'engagement s'appuie sur un cadre qui s'articule autour de trois piliers : le talent, la culture et la collectivité. Un conseil sur la diversité, l'équité et l'inclusion, lequel est composé de hauts dirigeants incarnant la diversité et provenant de l'ensemble de l'organisation de Fortis, guide la stratégie d'inclusion et de diversité ainsi que sa mise en œuvre.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020	Écart	
			Change	Autres
Produits	9 448	8 935	(345)	858
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 951	2 562	(77)	466
Charges d'exploitation	2 523	2 437	(107)	193
Amortissements	1 505	1 428	(52)	129
Autres produits, montant net	173	154	—	19
Charges financières	1 003	1 042	(40)	1
Charge d'impôt sur le résultat	234	231	(14)	17
Bénéfice net	1 405	1 389	(55)	71
Bénéfice net attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	111	115	(7)	3
Actionnaires privilégiés	63	65	—	(2)
Actionnaires ordinaires	1 231	1 209	(48)	70
Bénéfice net	1 405	1 389	(55)	71

Produits

La hausse des produits, déduction faite du change, découle principalement des éléments suivants : i) l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients; ii) la croissance de la base tarifaire; iii) les nouveaux tarifs facturés aux clients, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021, et l'augmentation des ventes en gros de TEP; et iv) la hausse des ventes au détail d'électricité, surtout dans l'ouest du Canada et dans les Caraïbes, en partie contrebalancée par une baisse des ventes en Arizona en raison des conditions météorologiques défavorables. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par un ajustement favorable de 40 millions \$ comptabilisé en 2020 au titre du RCP de base d'ITC à la suite de la décision de mai 2020 de la FERC.

Coûts de l'approvisionnement énergétique

La hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique, déduction faite du change, tient principalement à l'augmentation globale du coût des produits de base découlant des prix et des volumes, ainsi qu'à l'incidence de l'augmentation des ventes en gros de TEP.

Charges d'exploitation

La hausse des charges d'exploitation, déduction faite du change, est principalement attribuable à ce qui suit : i) l'augmentation des coûts transférés aux clients, en particulier au sein d'ITC; ii) la hausse des coûts d'exploitation essentiellement liée à l'entretien prévu des installations de production d'UNS Energy; et iii) les hausses générales de l'inflation et des dépenses liées au personnel. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse de la charge pour perte de crédit.

Amortissements

L'augmentation des amortissements, déduction faite du change, s'explique par les investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Rapport de gestion

Autres produits, montant net

L'augmentation du montant net des autres produits, déduction faite du change, est principalement attribuable au coût des prestations autre que le coût des services rendus et à la hausse des profits liés à la valeur de marché sur les swaps de rendement total résultant de la croissance du cours de l'action, facteurs contrebalancés en partie par la baisse du bénéfice lié à la participation dans Belize Electricity.

Charges financières

Les charges financières, déduction faite du change, sont demeurées stables par rapport à 2020. L'incidence de la hausse de la dette en vue de financer le programme d'investissement de la Société a été en grande partie compensée par l'avantage tiré du refinancement de la dette à des taux d'intérêt inférieurs.

Charge d'impôt sur le résultat

L'augmentation de la charge d'impôt sur le résultat, déduction faite du change, s'explique par les facteurs suivants : i) un taux d'imposition étatique consolidé plus élevé en raison de changements dans la composition des ventes régionales; et ii) la hausse du taux d'imposition effectif de FortisAlberta, partiellement contrebalancée par la reprise en 2020 d'une économie d'impôt sur le résultat de 13 millions \$ découlant de la finalisation de la réforme fiscale américaine et des règlements connexes sur la lutte contre les dispositifs hybrides.

Bénéfice net

Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Bénéfice et BPA » à la page 14.

RENDEMENT DES UNITÉS D'EXPLOITATION

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

(en millions \$)

	2021	2020	Écart	
			Change ¹	Autres
Entreprises de services publics réglementés				
ITC	426	449	(31)	8
UNS Energy	292	302	(20)	10
Central Hudson	93	91	(4)	6
FortisBC Energy	185	175	—	10
FortisAlberta	141	133	—	8
FortisBC Electric	59	56	—	3
Autres entreprises d'électricité ²	118	112	(2)	8
	1 314	1 318	(57)	53
Activités non réglementées				
Infrastructures énergétiques ³	38	39	—	(1)
Siège social et autres ⁴	(121)	(148)	9	18
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 231	1 209	(48)	70

1. La monnaie de présentation d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCL et de BECOL 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 à 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Le poste Siège social et autres comprend certaines opérations libellées en dollars américains.

2. Comprend les activités des entreprises de services publics de l'est du Canada et des Caraïbes suivantes : Newfoundland Power, Maritime Electric, FortisOntario, Caribbean Utilities, FortisTCL et Belize Electricity.

3. Comprend principalement les actifs de production visés par des contrats à long terme au Belize et à Aitken Creek, en Colombie-Britannique.

4. Comprend le montant net des charges du siège social et des charges des activités de société de portefeuille non réglementées de Fortis.

ITC

(en millions \$)

	2021	2020	Écart	
			Change	Autres
Produits ¹	1 691	1 744	(117)	64
Bénéfice ¹	426	449	(31)	8

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

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, reflète l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients et la croissance de la base tarifaire. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par un ajustement favorable de 40 millions \$ comptabilisé en 2020 au titre du RCP de base à la suite de la décision de mai 2020 de la FERC.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, reflète la croissance de la base tarifaire et un ajustement lié à l'amortissement des swaps de taux d'intérêt. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par un ajustement favorable de 27 millions \$ au titre du RCP de base à la suite de la décision de mai 2020 de la FERC, comme il est mentionné précédemment, et par l'augmentation des charges d'exploitation non recouvrables se rapportant à la hausse des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions attribuable à la croissance du cours de l'action de la Société.

Rapport de gestion

UNS Energy

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart	
			Change	Autres
Ventes au détail d'électricité (en GWh)	10 559	10 920	—	(361)
Ventes en gros d'électricité (en GWh) ¹	6 283	5 843	—	440
Ventes de gaz (en PJ)	16	15	—	1
Produits	2 334	2 260	(147)	221
Bénéfice	292	302	(20)	10

1. Principalement des ventes en gros à court terme.

Ventes

La diminution des ventes au détail d'électricité découle pour l'essentiel des conditions météorologiques défavorables par rapport à 2020.

L'augmentation des ventes en gros d'électricité s'explique principalement par les conditions favorables sur le marché, y compris la demande des clients au premier trimestre de 2021 attribuable à une importante tempête hivernale qui a frappé le sud-ouest des États-Unis en février 2021. Les produits tirés des ventes en gros à court terme sont principalement transférés aux clients par l'entremise des mécanismes de report réglementaires, de sorte qu'ils n'ont pas une incidence significative sur le bénéfice.

Les ventes de gaz ont été stables par rapport à celles enregistrées en 2020.

Produits

La hausse des produits, déduction faite du change, tient principalement à ce qui suit : i) les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021; ii) la hausse des ventes en gros d'électricité, qui reflète des conditions du marché favorables; iii) la hausse des produits tirés du transport; et iv) le recouvrement des coûts liés au combustible et non liés au combustible plus élevés au moyen de l'exécution normale de mécanismes réglementaires. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des ventes au détail d'électricité susmentionnée.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, est attribuable à l'incidence des nouveaux tarifs facturés aux clients et à la hausse des produits tirés du transport de TEP, en partie contrebalancées par : i) la hausse des coûts d'exploitation principalement liée à l'entretien prévu des installations de production en 2021, y compris les interruptions aux installations de production de Springerville et de Sundt; et ii) la baisse des ventes au détail d'électricité tenant aux conditions météorologiques défavorables.

Central Hudson

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	5 000	4 969	—	31
Ventes de gaz (en PJ)	23	23	—	—
Produits	1 000	953	(60)	107
Bénéfice	93	91	(4)	6

Ventes

Les ventes d'électricité et de gaz ont été essentiellement stables par rapport à 2020.

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

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable aux éléments suivants : i) le transfert aux clients de la hausse des coûts d'approvisionnement énergétique en raison de l'augmentation des prix des produits de base; et ii) la finalisation de la demande tarifaire générale de Central Hudson, laquelle prévoit une augmentation des tarifs de livraison d'électricité et de gaz dont l'application est rétroactive au 1^{er} juillet 2021, ce qui reflète le rendement lié aux actifs de la base tarifaire accrue, le recouvrement de la hausse des charges d'exploitation et financières, et le recouvrement des charges financières qui n'avaient pas été facturées aux clients depuis le deuxième trimestre de 2020. Se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation » à la page 26 pour plus de détails. L'augmentation des produits a été partiellement contrebalancée par l'exécution normale de mécanismes réglementaires devant être reflétée dans les tarifs futurs facturés aux clients.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, est principalement attribuable à la finalisation de la demande tarifaire générale de Central Hudson, facteur en partie contrebalancé par l'exécution des mécanismes réglementaires, comme il est mentionné précédemment, ainsi que par la hausse des coûts d'exploitation.

Rapport de gestion

FortisBC Energy

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart
Ventes de gaz (en PJ)	228	219	9
Produits	1 715	1 385	330
Bénéfice	185	175	10

Ventes

L'augmentation des ventes de gaz tient principalement à la hausse de la consommation des clients résidentiels et commerciaux en raison des températures plus froides au quatrième trimestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020.

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à une hausse du coût du gaz naturel recouvré auprès des clients, à la croissance de la base tarifaire et à l'utilisation normale des comptes de report réglementaires.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est essentiellement attribuable à la croissance de la base tarifaire.

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

FortisAlberta

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart
Livraisons d'électricité (en GWh)	16 643	16 092	551
Produits	644	596	48
Bénéfice	141	133	8

Livraisons

L'augmentation des livraisons d'électricité s'explique par ce qui suit : i) la hausse de la consommation moyenne par les clients résidentiels et les clients commerciaux de petite taille en raison des conditions météorologiques favorables qui ont existé principalement aux premier et troisième trimestres de 2021; ii) les ajouts de clients; et iii) la hausse des besoins des clients industriels.

Puisqu'environ 85 % des produits de FortisAlberta sont liés à des paramètres de facturation fixes ou principalement fixes, les variations des quantités d'énergie livrée ne sont pas entièrement liées aux variations des produits. Les produits sont tributaires de nombreuses variables, dont plusieurs sont indépendantes des livraisons d'énergie réelles. D'importantes variations des conditions climatiques peuvent toutefois avoir une incidence sur les produits et le bénéfice.

Produits et bénéfice

L'augmentation des produits et du bénéfice est attribuable aux éléments suivants : i) la croissance de la base tarifaire et les ajouts de clients; ii) la hausse des produits liée aux températures beaucoup plus froides et plus chaudes aux premier et troisième trimestres de 2021, respectivement; et iii) la hausse des produits liée à une entente à long terme avec un détaillant d'énergie. L'augmentation du bénéfice a été partiellement contrebalancée par l'incidence de la hausse du taux d'imposition effectif associée à la baisse des déductions fiscales disponibles en 2021 par rapport à 2020, et par la hausse des coûts d'exploitation.

FortisBC Electric

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 460	3 291	169
Produits	468	424	44
Bénéfice	59	56	3

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité est principalement attribuable aux éléments suivants : i) une hausse de la consommation moyenne en raison des températures plus chaudes au deuxième trimestre de 2021 et des températures plus froides au quatrième trimestre de 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020; et ii) la hausse de la consommation moyenne des clients commerciaux et industriels tenant en partie à l'incidence de la pandémie de COVID-19, qui a donné lieu à des restrictions relatives à la santé publique plus strictes en 2020 qu'en 2021.

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à ce qui suit : i) l'augmentation des ventes d'électricité, partiellement contrebalancée par l'utilisation normale des comptes de report réglementaires; ii) la croissance de la base tarifaire; et iii) une augmentation des contrats de travail exécutés par des tiers.

Rapport de gestion

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est essentiellement attribuable à la croissance de la base tarifaire.

Du fait des mécanismes de report réglementaires, les variations des niveaux de consommation n'ont pas une incidence significative sur le bénéfice.

Autres entreprises d'électricité

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	2021	2020	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité <i>(en GWh)</i>	9 266	9 175	—	91
Produits	1 498	1 485	(21)	34
Bénéfice	118	112	(2)	8

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité est principalement attribuable à la hausse globale de la consommation moyenne, qui reflète la poursuite de la reprise après les perturbations causées par la pandémie de COVID-19 en 2020, y compris la fermeture temporaire d'entreprises non essentielles et la baisse des activités touristiques dans les Caraïbes.

Produits

La hausse des produits, déduction faite du change, reflète une augmentation des ventes, la hausse des coûts d'approvisionnement énergétique globaux transférés aux clients et la croissance de la base tarifaire.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, reflète principalement la poursuite de la reprise économique dans les Caraïbes et la croissance de la base tarifaire, facteurs en partie contrebalancés par la baisse du bénéfice lié à la participation dans Belize Electricity.

Infrastructures énergétiques

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	2021	2020	Écart
Ventes d'électricité <i>(en GWh)</i>	147	229	(82)
Produits	98	88	10
Bénéfice	38	39	(1)

Ventes

La variation des ventes d'électricité reflète les variations de la production hydroélectrique au Belize liées aux volumes des précipitations.

Produits

L'augmentation des produits tient aux variations d'un exercice à l'autre à Aitken Creek, y compris les profits latents associés à la comptabilisation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel, partiellement contrebalancés par les pertes latentes à l'égard des contrats de gaz naturel, certains contrats ayant fait l'objet d'un règlement en 2021 compte tenu des courbes de taux à terme favorables. L'augmentation des produits a également été en partie contrebalancée par la baisse de la production d'hydroélectricité au Belize.

Bénéfice

La diminution du bénéfice s'explique essentiellement par la baisse de la production d'hydroélectricité au Belize, facteur partiellement compensé par la hausse du bénéfice d'Aitken Creek dont il a été question précédemment.

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

Siège social et autres

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020	Écart	
			Change	Autres
Charges nettes	(121)	(148)	9	18

La diminution des charges nettes, déduction faite du change, est principalement attribuable à ce qui suit : i) la reprise en 2020 d'une économie d'impôt sur le résultat de 13 millions \$, initialement comptabilisée en 2019, découlant de la finalisation de la réforme fiscale américaine et des règlements connexes sur la lutte contre les dispositifs hybrides; ii) la baisse des charges d'exploitation; et iii) la hausse des profits liés à la valeur de marché sur les swaps de rendement total résultant de la croissance du cours de l'action. Cette diminution a été en partie contrebalancée par une baisse de l'économie d'impôt sur le résultat attribuable à un taux d'imposition étatique consolidé plus élevé en raison de changements dans la composition des ventes régionales.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, le BPA de base ajusté, le ratio de distribution ajusté et les dépenses d'investissement sont des mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis et pourraient ne pas être comparables aux mesures analogues présentées par d'autres entités. Elles sont présentées parce que la direction et les parties prenantes externes les utilisent pour évaluer la performance financière et les perspectives de la Société.

Les mesures des PCGR des États-Unis les plus directement comparables au bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et au BPA de base ajusté sont le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le BPA de base, respectivement. Le ratio de distribution réel calculé au moyen du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus comparable au ratio de distribution ajusté. Ces mesures ajustées reflètent la suppression des éléments que la direction exclut de son processus de prise de décisions et de son évaluation des résultats d'exploitation.

Les dépenses d'investissement comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et les entrées d'immobilisations incorporelles telles qu'elles sont présentées dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie. Elles comprennent également la quote-part de 39 % des dépenses d'investissement de Fortis pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power conformément à l'évaluation des résultats d'exploitation de Fortis et à son rôle de gestionnaire de projet au cours de la construction de ce projet d'investissement majeur.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, BPA de base ajusté et ratio de distribution ajusté			
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 231	1 209	22
Éléments d'ajustement :			
Profit latent résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés ¹	(12)	—	(12)
Décision de mai 2020 de la FERC ²	—	(27)	27
Réforme fiscale américaine ³	—	13	(13)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	1 219	1 195	24
BPA de base ajusté ⁴ (en \$)	2,59	2,57	0,02
Ratio de distribution ajusté ⁵ (en %)	79,2	75,4	3,8
Dépenses d'investissement			
Entrées d'immobilisations corporelles	3 189	3 857	(668)
Entrées d'immobilisations incorporelles	197	182	15
Élément d'ajustement :			
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁶	178	138	40
Dépenses d'investissement	3 564	4 177	(613)

1. Représente les différences temporaires relatives à la comptabilisation des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 5 millions \$ en 2021 (2020 – néant), incluses dans le secteur Infrastructures énergétiques.

2. Représente l'incidence sur les périodes antérieures de la décision de mai 2020 de la FERC, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 11 millions \$, incluse dans le secteur ITC.

3. Représente la charge d'impôt sur le résultat qui découle de la finalisation de la réforme fiscale américaine et des règlements connexes sur la lutte contre les dispositifs hybrides, incluse dans le secteur Siège social et autres.

4. Calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, qui s'est établi à 470,9 millions en 2021 (2020 – 464,8 millions).

5. Calculé en divisant les dividendes versés par action ordinaire, soit 2,05 \$ en 2021 (2020 – 1,9375 \$), par le BPA de base ajusté.

6. Représente la quote-part de 39 % des dépenses d'investissement de Fortis pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power, compris dans le secteur Autres entreprises d'électricité.

FAITS SAILLANTS EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

Généralités

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

En vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les organismes de réglementation établissent les tarifs facturés aux clients de façon à permettre un recouvrement raisonnable, en temps opportun, des coûts de prestation estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réglementaire réputée ou ciblée appliquée à la base tarifaire. Selon les mécanismes de TAR, la formule généralement appliquée tient compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité pour une durée déterminée.

Rapport de gestion

La capacité de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le RCP ou le RAB, approuvés par les organismes de réglementation, dépend habituellement de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Il peut y avoir différents degrés de décalage attribuables à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients.

Les activités de transport aux États-Unis sont réglementées au niveau fédéral par la FERC. Les autres entreprises de services publics aux États-Unis et au Canada sont réglementées par des autorités étatiques ou provinciales. Les entreprises de services publics aux Caraïbes sont réglementées par les autorités gouvernementales.

Des renseignements additionnels sur la réglementation et les questions de réglementation analysées ci-après sont fournis à la note 2 des états financiers annuels de 2021. Se reporter également à la rubrique « Risques d'affaires – Réglementation des services publics » à la page 36.

Faits nouveaux importants en matière de réglementation

ITC

Mesures incitatives liées au transport d'électricité : En avril 2021, la FERC a publié un nouvel avis d'ébauche de règle portant sur les mesures incitatives au transport qui modifie la proposition contenue dans l'avis d'ébauche de règle initial publié en mars 2020. Le nouvel avis d'ébauche de règle propose l'élimination du supplément incitatif au titre du RCP de 50 points de base offert par l'organisme de transport régional aux membres qui en font partie depuis plus de trois ans, comme ITC. En juin 2021, ITC a déposé ses commentaires sur le nouvel avis d'ébauche de règle, exprimant son soutien au maintien du supplément incitatif au titre du RCP offert par l'organisme de transport régional aux membres. Les délais dont dispose la FERC pour édicter une règle définitive dans le cadre de cette instance et l'issue probable sont inconnus à l'heure actuelle. Même si toute incidence possible sur Fortis demeure incertaine, chaque variation de dix points de base du RCP d'ITC entraîne une variation d'environ 0,01 \$ du BPA annuel de Fortis.

UNS Energy

Demande de révision de tarifs de la FERC : En 2019, la FERC a émis une ordonnance en vertu de laquelle elle accepte les tarifs de transport établis selon une formule proposés par TEP, qui peuvent donner lieu à un remboursement à la suite des procédures d'audience et de règlement. Un règlement de principe a été conclu en août 2021 et une entente de règlement, prévoyant notamment un RCP de 9,79 %, a été déposée auprès de la FERC en décembre 2021. Jusqu'à la conclusion de l'instance, les tarifs facturés aux clients continuent d'être facturés en vertu de l'ordonnance émise par la FERC en 2019 et peuvent toujours donner lieu à un remboursement dans l'attente de l'ordonnance définitive. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant.

Central Hudson

Demande tarifaire générale : En novembre 2021, la PSC a approuvé un plan tarifaire triennal pour Central Hudson, dont l'application sera rétroactive au 1^{er} juillet 2021, notamment un RCP de 9,0 % et une composante capitaux propres de la structure du capital de 50 % qui diminuera de 1 % chaque année pour s'établir à 48 % au cours de la troisième année du plan tarifaire. Le plan tarifaire triennal prévoit également le recours aux soldes réglementaires existants ainsi qu'à d'autres mesures visant à atténuer l'incidence sur les factures des clients, le recouvrement des charges financières qui n'avaient pas été facturées aux clients depuis le deuxième trimestre de 2020, de même que la mise en œuvre de projets en vue d'atteindre les objectifs de l'État de New York en matière de climat.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

Instance liée au coût du capital générique : En janvier 2021, la BCUC a annoncé qu'elle amorçait une instance liée au coût du capital générique, laquelle comprend un examen de la composante capitaux propres de la structure du capital ainsi que du RCP autorisé. Le calendrier et l'issue de cette instance, y compris la date d'entrée en vigueur de tout changement du coût du capital pour 2022 ou par la suite, demeurent inconnus pour l'instant.

FortisAlberta

Instance liée au coût du capital générique de 2022 : En mars 2021, l'AUC a conclu l'instance liée au coût du capital générique de 2022 et a prorogé le RCP autorisé existant de 8,5 % au moyen d'une composante capitaux propres de la structure du capital de 37 % jusqu'en 2022.

Demande relative au coût du service générique de 2023 : L'année 2022 est la dernière de la deuxième période d'application de la TAR de FortisAlberta. En juin 2021, l'AUC a publié une décision qui confirme l'approche devant être adoptée par les entreprises de services publics de distribution de l'Alberta en vue de 2023, soit l'année de l'ajustement du coût du service. En novembre 2021, FortisAlberta a déposé sa demande relative au coût du service générique de 2023 et une décision devrait être rendue au troisième trimestre de 2022.

Instance liée au coût du capital générique de 2023-2024 : En janvier 2022, l'AUC a amorcé une instance en vue d'établir les paramètres du coût du capital pour 2023 et d'examiner la possibilité d'adopter une approche pour fixer le RCP autorisé qui soit fondée sur une formule à compter de 2024. L'AUC envisage de proroger le RCP autorisé existant de 8,5 %, au moyen d'une composante capitaux propres de la structure du capital de 37 % jusqu'en 2023. Les commentaires sur cette proposition doivent être transmis en février 2022, et une décision devrait être rendue au premier trimestre de 2022. L'instance liée au coût du capital générique pour 2024 et par la suite devrait être amorcée au troisième trimestre de 2022, et une décision devrait être rendue en 2023.

Rapport de gestion

Troisième période d'application de la TAR : En juillet 2021, l'AUC a publié une décision confirmant que les entreprises de services publics de distribution de l'Alberta seront assujetties à une troisième période d'application de la TAR à compter de 2024 et que les tarifs initiaux seront alors fonction de l'ajustement du coût du service effectué en 2023. L'AUC a également amorcé une nouvelle instance afin d'examiner le mécanisme de la troisième période d'application de la TAR. FortisAlberta présentera des commentaires au sujet du mécanisme de la troisième période d'application de la TAR en 2022 et l'AUC devrait rendre une décision en 2023.

Instance tarifaire pour les exploitants de réseaux indépendants : En avril 2021, l'AUC a publié une décision qui confirme que les propriétaires d'installations de distribution, comme FortisAlberta, ne seront plus autorisés à dégager un rendement des apports à l'AESO de manière prospective à partir de la date de la décision. Les apports effectués avant cette date ne seront pas touchés. La décision n'a pas eu d'incidence financière significative sur la Société en 2021 et elle ne devrait pas avoir de répercussions significatives sur les périodes futures. En janvier 2022, la Cour d'appel de l'Alberta a accordé la permission d'en appeler de cette question. Ce faisant, elle a également permis d'en appeler de la légalité de la décision de l'AUC à l'égard de la politique de l'AESO sur les apports des clients. FortisAlberta participera pleinement à cet appel concernant la légalité de la politique de l'AESO sur les apports des clients et surveillera de près les événements susmentionnés relativement aux rendements gagnés sur les apports futurs à l'AESO.

SITUATION FINANCIÈRE

Principaux mouvements survenus entre les 31 décembre 2021 et 2020

Compte du bilan (en millions \$)	Écart		Explication
	Change	Autres	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	(117)	Reflète le calendrier des émissions de titres d'emprunt ainsi que le réinvestissement de capital et les besoins en fonds de roulement connexes.
Débiteurs et autres actifs courants	(5)	147	Découle principalement de la hausse des coûts d'approvisionnement énergétique transférés aux clients et de l'augmentation de la juste valeur des contrats d'énergie, facteurs contrebalancés en partie par une diminution de l'impôt à recevoir.
Autres actifs	(4)	289	Découle principalement de la hausse des actifs au titre des avantages du personnel futurs, principalement à Central Hudson, attribuable à l'augmentation des taux d'actualisation.
Immobilisations corporelles, montant net	(156)	1 974	Découle des dépenses d'investissement, en partie contrebalancées par l'amortissement.
Emprunts à court terme	(1)	116	Reflète l'émission de papier commercial par ITC pour financer les besoins en fonds de roulement et relatifs aux dépenses d'investissement.
Créditeurs et autres passifs courants	(8)	257	Découle de la hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique de FortisBC Energy et d'UNS Energy.
Autres passifs	(6)	(184)	Découle principalement de la diminution des passifs au titre des avantages du personnel futurs attribuable à l'augmentation des taux d'actualisation.
Passifs réglementaires – courants et à long terme	(15)	134	Découle de l'exécution normale de mécanismes réglementaires, y compris les avantages du personnel futurs, principalement à Central Hudson, et de la juste valeur des contrats d'énergie d'UNS Energy, facteurs contrebalancés en partie par une diminution de l'impôt différé.
Passifs d'impôt différé	(13)	296	Attribuable à la hausse des différences temporaires liées aux dépenses d'investissement en cours.
Dette à long terme (y compris la tranche courante)	(112)	1 080	Reflète les émissions de titres d'emprunt, partiellement contrebalancées par des remboursements sur la dette de la Société et des entreprises de services réglementés, ainsi que par la hausse des emprunts sur les facilités de crédit engagées.
Capitaux propres	(82)	673	Découle principalement : i) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2021, moins les dividendes déclarés sur actions ordinaires; et ii) de l'émission d'actions ordinaires, essentiellement en vertu du RRD.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Besoins en flux de trésorerie

À l'échelle des filiales, il est prévu que les charges d'exploitation et les charges d'intérêts seront payées à même les flux de trésorerie d'exploitation, ainsi qu'à l'aide, selon divers ordres de grandeur, des flux de trésorerie résiduels disponibles pour les dépenses d'investissement ou pour les versements de dividendes à Fortis. Le reste des dépenses d'investissement devrait être financé principalement au moyen d'emprunts sur les facilités de crédit, d'émissions de titres d'emprunt à long terme et d'injections de capitaux propres par Fortis. Des emprunts sur les facilités de crédit peuvent être nécessaires sur une base périodique pour répondre aux besoins saisonniers de fonds de roulement.

Rapport de gestion

Les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir la croissance des filiales sont généralement pourvus grâce à des emprunts sur la facilité de crédit engagée de la Société, de l'application du RRD et des émissions d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de titres d'emprunt à long terme. Les filiales versent des dividendes à Fortis et reçoivent des injections de capitaux propres de Fortis, au besoin. Fortis et ses filiales empruntent d'abord au moyen de leurs facilités de crédit engagées et transforment ensuite ses emprunts, sur une base périodique, en financement à long terme. Les besoins en financement découlent également du refinancement des dettes arrivant à échéance.

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 20 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 4,6 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2022 et 2026. Les facilités de crédit disponibles sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Facilités de crédit

Aux 31 décembre (en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2021	2020
Total des facilités de crédit ¹	3 466	1 380	4 846	5 581
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(247)	—	(247)	(132)
Dettes à long terme (y compris la tranche courante)	(1 019)	(286)	(1 305)	(980)
Lettres de crédit en cours	(70)	(45)	(115)	(130)
Facilités de crédit inutilisées	2 130	1 049	3 179	4 339

1. Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit de la Société sont présentés à la note 14 des états financiers annuels de 2021.

En avril 2021, la facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de un an de 500 millions \$ de la Société a expiré et n'a pas été renouvelée. En juin 2021, la Société a prolongé sa facilité de crédit à terme renouvelable engagée non garantie d'un montant de 1,3 milliard \$ jusqu'en juillet 2026. En octobre 2021, UNS Energy a résilié une facilité de crédit renouvelable de 150 millions \$ US et a conclu une entente avec Fortis.

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

Au 31 décembre 2021, on s'attend à ce que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffrent en moyenne à 1 209 millions \$ par année au cours de chacun des cinq prochains exercices, et une proportion d'environ 75 % de la dette à long terme consolidée de la Société, excluant les emprunts effectués sur les facilités de crédit, était assortie d'échéances de plus de cinq ans.

En décembre 2020, Fortis a déposé un prospectus préalable de base simplifié, dont la période de validité est de 25 mois, aux termes duquel elle peut émettre des actions ordinaires ou privilégiées, des reçus de souscription ou des titres d'emprunt d'un montant en capital total d'au plus 2,0 milliards \$. En mai 2021, la Société a émis des billets de premier rang non garantis de sept ans à 2,18 % pour un montant de 500 millions \$ et, au 31 décembre 2021, un montant de 1,5 milliard \$ demeurerait disponible en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

Fortis est en bonne position grâce à sa solide situation de trésorerie. Les facilités de crédit disponibles et le volume annuel gérable des échéances et des remboursements sur la dette fournissent une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers. Étant donné leurs notations et leur structure du capital actuelles, la Société et ses filiales prévoient actuellement conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2022.

Au 31 décembre 2021, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2022.

Sommaire des flux de trésorerie

Sommaire des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre (en millions \$)	2021	2020	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	249	370	(121)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	2 907	2 701	206
Activités d'investissement	(3 488)	(4 132)	644
Activités de financement	451	1 327	(876)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	12	(17)	29
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	131	249	(118)

Activités d'exploitation

Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » à la page 16.

Activités d'investissement

La diminution des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement reflète la hausse des dépenses d'investissement en 2020, en grande partie attribuable à l'installation de production Oso Grande d'UNS Energy, ainsi que la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Se reporter à la rubrique « Aperçu du rendement – Dépenses d'investissement » à la page 16, et à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 31.

Activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement fluctuent en grande partie en raison des variations des dépenses d'investissement des filiales et du montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pouvant être affecté au financement de ces dépenses d'investissement, deux facteurs qui ont une incidence sur le montant du financement devant être obtenu des émissions de titre d'emprunt et d'actions ordinaires. Se reporter à la rubrique « Besoins en flux de trésorerie » à la page 27.

Financement par emprunt

Émissions de titres d'emprunt à long terme

Exercice clos le 31 décembre 2021	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions \$)	Affectation du produit
ITC					
Billets de premier rang garantis, série A ¹	Août	2,90	2051	75 \$ US	²
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Mai	3,25	2051	325 \$ US	^{3,4}
Central Hudson					
Billets de premier rang non garantis	Mars	3,29	2051	75 \$ US	^{3,4}
Billets de premier rang non garantis	Octobre	3,22	2051	55 \$ US	^{3,5}
FortisBC Energy					
Débitures non garanties	Avril	2,42	2031	150	⁵
Maritime Electric					
Obligations hypothécaires de premier rang garanties	Décembre	3,40	2051	40	⁵
Fortis					
Billets de premier rang non garantis	Mai	2,18	2028	500	^{3,4,5}

1. Le taux des billets de premier rang garantis, série B, d'un montant de 75 millions \$ US a été fixé à 3,05 % et l'émission est prévue en mai 2022.
2. Financement ou refinancement d'un portefeuille de projets verts admissibles.
3. Aux fins générales de la Société.
4. Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance.
5. Remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit.

En janvier 2022, ITC a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties de 30 ans à 2,93 % d'un montant de 150 millions \$ US. Le produit net devrait être affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit, au financement ou au refinancement d'un portefeuille de projets verts admissibles, au financement des dépenses d'investissement et à d'autres fins générales de la Société.

En janvier 2022, Central Hudson a émis des billets de premier rang non garantis de cinq ans à 2,37 % d'un montant de 50 millions \$ US et des billets de premier rang non garantis de sept ans à 2,59 % d'un montant de 60 millions \$ US. Le produit net devrait être affecté au remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance et aux fins générales de la Société.

Financement par capitaux propres ordinaires

Émission d'actions ordinaires et dividendes versés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart
Actions ordinaires émises :			
Émissions avec effet sur la trésorerie ¹	60	58	2
Émissions sans effet sur la trésorerie ²	358	116	242
Total des actions ordinaires émises	418	174	244
Nombre d'actions ordinaires émises (en millions)	8,0	3,5	4,5
Dividendes versés sur les actions ordinaires :			
Dividendes en trésorerie	(608)	(786)	178
Dividendes sans effet sur la trésorerie ³	(356)	(114)	(242)
Total des dividendes versés sur les actions ordinaires	(964)	(900)	(64)
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	2,0500	1,9375	0,1125

1. Inclut les actions ordinaires émises en vertu du régime d'options sur actions et du régime d'achat d'actions des employés.
2. Actions ordinaires émises en vertu du RRD et du régime d'options sur actions. L'escompte de 2 % sur les actions ordinaires émises en vertu du RRD a été rétabli le 1^{er} décembre 2020.
3. Dividendes sur actions ordinaires réinvestis en vertu du RRD.

Rapport de gestion

Le 18 novembre 2021 et le 10 février 2022, Fortis a déclaré un dividende de 0,535 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} mars 2022 et le 1^{er} juin 2022, respectivement. Le paiement de dividendes est à la discrétion du conseil et dépend de la situation financière de la Société et d'autres facteurs.

Obligations contractuelles

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2021

(en millions \$)	Total	1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Dette à long terme :							
Capital ¹	25 482	1 628	1 275	1 750	101	2 595	18 133
Intérêts	15 859	982	951	892	859	836	11 339
Contrats de location-financement ²	1 202	35	34	34	34	35	1 030
Autres obligations ³	532	168	106	101	36	37	84
Autres engagements ⁴ :							
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta	2 525	53	54	55	56	58	2 249
Obligations d'achat de gaz et de combustible	2 464	787	446	252	169	121	689
Contrats d'achat d'électricité renouvelables	1 918	122	122	122	122	122	1 308
Obligations d'achat d'électricité	1 783	288	254	194	184	185	678
Convention de servitudes avec ITC	366	13	13	13	13	13	301
Convention de recouvrement de créances	109	3	3	3	3	3	94
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable	87	17	16	11	8	6	29
Autres	158	66	7	7	6	4	68
	52 485	4 162	3 281	3 434	1 591	4 015	36 002

1. Montants non réduits des frais de financement différés non amortis et des escomptes non amortis de 147 millions \$. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 14 des états financiers annuels de 2021.

2. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 15 des états financiers annuels de 2021.

3. Comprend principalement les engagements à l'égard de la rémunération à long terme et des régimes d'avantages du personnel futurs.

4. Représente les engagements non comptabilisés. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 26 des états financiers annuels de 2021.

Autres obligations contractuelles

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses d'investissement devraient atteindre environ 4,0 milliards \$ pour 2022 et environ 20,0 milliards \$ sur la durée du programme d'investissement sur cinq ans allant de 2022 à 2026. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 31.

En vertu d'un cadre de financement conclu avec les gouvernements de l'Ontario et du Canada, Fortis fournira un apport minimal d'approximativement 155 millions \$ sous forme de capitaux propres à la société en commandite Wataynikaneyap, proportionnellement à la participation de 39 % de Fortis et en fonction des dépenses d'investissement définitives du projet connexe approuvées par les organismes de réglementation. La société en commandite Wataynikaneyap a conclu des conventions d'emprunt pour financer le projet durant la phase de construction. Dans l'éventualité où un prêteur en vertu des conventions d'emprunt réaliserait la garantie sur les emprunts, Fortis pourrait être tenue d'accélérer ses apports en capitaux propres, dont le montant pourrait être supérieur à celui autrement exigible de Fortis en vertu du cadre de financement, jusqu'à un financement maximal totalisant 235 millions \$.

Les projets de mise en valeur d'ITC pourraient donner lieu à des paiements aux promoteurs qui sont conditionnels à l'atteinte de certains jalons indiquant que les projets sont financièrement viables. Il est raisonnablement possible qu'ITC soit tenue d'effectuer ces paiements conditionnels, qui pourraient s'élever jusqu'à 88 millions \$ à la clôture financière des projets. S'il devient probable que ces paiements seront effectués, le passif et l'immobilisation incorporelle correspondante seront comptabilisés.

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant San Juan, Four Corners et Luna qui arriveront à expiration entre 2022 et 2046, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à Navajo. En cas de défaut de paiement, les participants ont garanti que chaque participant qui n'est pas en défaut assumera sa quote-part des charges autrement payables par le participant en défaut. En échange, les participants qui ne sont pas en défaut ont le droit de recevoir leur quote-part de la capacité de production du participant en défaut. Dans le cas de Navajo, les participants chercheraient à être dédommagés financièrement par la partie en défaut. Aucun montant maximal n'a été établi relativement à ces garanties, sauf en ce qui concerne Four Corners, pour laquelle un montant maximal de 318 millions \$ est prévu. Au 31 décembre 2021, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

Central Hudson participe à un investissement avec d'autres entreprises de services publics visant le développement, la propriété et l'exploitation conjoints de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. L'engagement maximal de Central Hudson est de 83 millions \$, et Central Hudson a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2021, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2021, FortisBC Holdings Inc., une société de portefeuille non réglementée, avait des garanties de société mère en cours de 69 millions \$ afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage de Aitken Creek.

Arrangements hors bilan

À l'exception de lettres de crédit en cours de 115 millions \$ au 31 décembre 2021 et des engagements non comptabilisés figurant dans le tableau ci-dessus, la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan.

Structure du capital et notations

Fortis a besoin d'un accès continu aux capitaux et, par conséquent, elle vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidé qui lui permettra de conserver des notations de solvabilité de première qualité. Les entreprises de services publics réglementés maintiennent des structures du capital qui leur sont propres et qui sont conformes à celles reflétées dans les tarifs facturés aux clients.

Structure du capital consolidé

Aux 31 décembre	2021		2020	
	(en millions \$)	(en %)	(en millions \$)	(en %)
Dette ¹	25 784	55,2	24 581	54,8
Actions privilégiées	1 623	3,5	1 623	3,6
Capitaux propres ordinaires et participations ne donnant pas le contrôle ²	19 293	41,3	18 661	41,6
	46 700	100,0	44 865	100,0

1. Inclut la dette à long terme et les contrats de location-acquisition, y compris la tranche courante, ainsi que les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.
2. Inclut les capitaux propres, déduction faite des actions privilégiées, et les participations ne donnant pas le contrôle. Les participations ne donnant pas le contrôle représentaient 3,5 % au 31 décembre 2021 (31 décembre 2020 – 3,5 %).

Données sur les actions en circulation

Au 10 février 2022, la Société avait émis et mis en circulation 474,9 millions d'actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang suivantes : 5,0 millions de série F; 9,2 millions de série G; 7,7 millions de série H; 2,3 millions de série I; 8,0 millions de série J; 10,0 millions de série K; et 24,0 millions de 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, consécutifs et déclarés ou non.

Si toutes les options sur actions en circulation avaient été converties au 10 février 2022, 2,8 millions d'actions ordinaires additionnelles seraient émises et en circulation.

Notations

Les notations de la Société présentées ci-dessous reflètent son profil de faible risque, la diversité de ses activités, la nature autonome et la séparation financière de chacune des filiales réglementées et le niveau d'endettement en ce qui a trait à la société de portefeuille.

Au 31 décembre 2021	Notation	Type de notation	Perspective
S&P	A-	Société	Stable
	BBB+	Titres d'emprunt non garantis	
DBRS Morningstar	A (faible)	Société	Stable
	A (faible)	Titres d'emprunt non garantis	
Moody's	Baa3	Émetteur	Stable
	Baa3	Titres d'emprunt non garantis	

En janvier 2022, S&P a révisé sa perspective relative à Central Hudson, la faisant passer de stable à négative compte tenu de la décision de la PSC à l'égard de la demande tarifaire générale de la société, du niveau élevé des dépenses d'investissement projetées et des répercussions qui en découlent sur les mesures financières de la société.

Programme d'investissement

Les dépenses d'investissement dans les infrastructures énergétiques sont nécessaires pour assurer le maintien et l'amélioration de la performance, de la fiabilité et de la sûreté des réseaux d'électricité et de gaz, et pour livrer de l'énergie plus propre.

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3,6 milliards \$, légèrement en baisse par rapport au programme d'investissement de 2021, qui se chiffrait à 3,8 milliards \$, tel qu'il était présenté dans le rapport de gestion de 2020. La réduction reflète : i) un taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien moins élevé que prévu; et ii) le calendrier des dépenses d'investissement, y compris les retards du côté du projet Wataynikanepap Transmission Power et de Caribbean Utilities engendrés par la pandémie de COVID-19. Cette baisse a été partiellement compensée par les dépenses d'investissement plus élevées que prévu d'ITC, qui reflètent dans une large mesure divers projets additionnels ainsi que les coûts de remise en état occasionnés par le derecho qui a frappé le Midwest américain en décembre 2021.

Dépenses d'investissement pour 2021¹

(en millions \$, sauf indication contraire)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées ²	Total	(en %)
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric						
Production	—	177	1	—	—	18	62	258	—	258	7	
Transport	939	161	33	200	—	44	211	1 588	—	1 588	45	
Distribution	—	205	160	203	320	43	187	1 118	—	1 118	31	
Autres ³	107	167	97	72	69	29	39	580	20	600	17	
Total	1 046	710	291	475	389	134	499	3 544	20	3 564	100	
(en %)	29	20	8	13	11	4	14	99	1	100		

1. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25.

2. Secteur Infrastructures énergétiques.

3. Comprend les montants au titre des installations, du matériel, des véhicules et des technologies de l'information.

En 2021, des dépenses d'investissement de 600 millions \$ étaient axées sur la livraison d'une énergie plus propre aux clients.

Dépenses d'investissement prévues pour 2022^{1,2}

(en millions \$, sauf indication contraire)	Entreprises de services publics réglementés							Autres entreprises d'électricité	Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées	Total	(en %)
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric						
Production	—	85	9	—	—	15	162	271	60	331	8	
Transport	948	243	45	270	—	14	205	1 725	—	1 725	44	
Distribution	—	244	184	185	358	98	193	1 262	—	1 262	32	
Autres	50	132	106	167	87	29	61	632	17	649	16	
Total	998	704	344	622	445	156	621	3 890	77	3 967	100	
(en %)	25	18	9	16	11	4	15	98	2	100		

1. Représente une mesure financière non conforme aux PCGR et prospective qui est calculée de la même manière que les dépenses d'investissement. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25.

2. Exclut la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

Programme d'investissement pour la période allant de 2022 à 2026¹

(en milliards \$)	2022	2023	2024	2025	2026	Total ^{2,3}
Programme d'investissement sur cinq ans	4,0	3,8	4,0	4,0	4,2	20,0

1. Le programme d'investissement est une mesure financière non conforme aux PCGR et prospective qui est calculée de la même manière que les dépenses d'investissement. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25.

2. Reflète un taux de change présumé de 1,25 \$ CA pour 1,00 \$ US. En moyenne, Fortis estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de cinq cents du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse des dépenses d'investissement d'environ 450 millions \$ au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

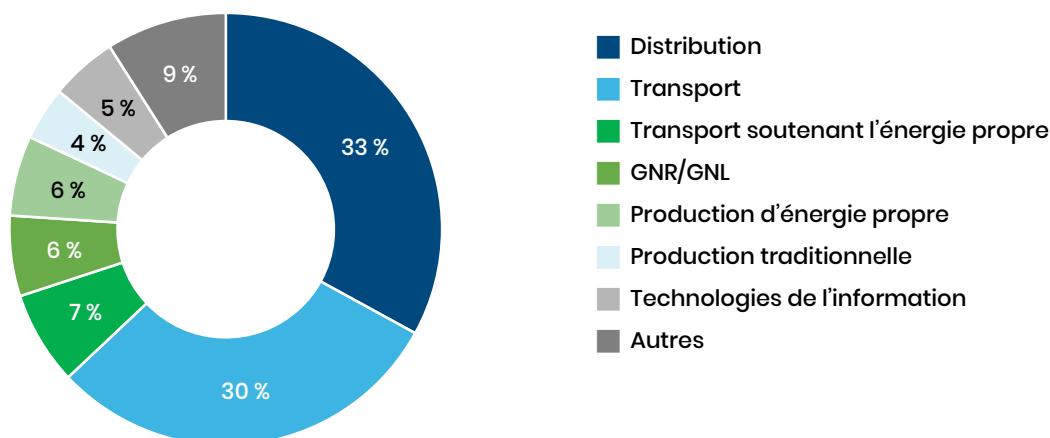
3. Exclut la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.

Comparativement au programme sur cinq ans précédent qui totalisait 19,6 milliards \$, tel qu'il était présenté dans le rapport de gestion de 2020, le programme d'investissement pour la période allant de 2022 à 2026 prend en compte des dépenses d'investissement additionnelles de 1,0 milliard \$ pour ce qui est des entreprises de services publics réglementés de la Société, reflétant en grande partie la croissance de la clientèle, l'amélioration de la fiabilité et de la capacité du transport, et les investissements dans une énergie plus propre. Cette augmentation est atténuée par un montant de 600 millions \$ découlant du taux de change présumé de 1,25, lequel est inférieur au taux présumé de 1,32 utilisé dans le cadre du programme sur cinq ans précédent de la Société.

Le programme d'investissement comporte un faible risque et est facilement réalisable, 99 % des dépenses prévues devant être effectuées au sein des entreprises de services publics réglementés, et seulement 15 % de celles-ci se rapportant aux projets d'investissement majeurs. La composition du programme d'investissement pour la période allant de 2022 à 2026 comprend des tranches de 27 %, de 56 % et de 17 % affectées respectivement à la croissance, au maintien et à d'autres secteurs. La ventilation géographique des dépenses d'investissement prévues devrait être la suivante : 53 % aux États-Unis, y compris 25 % par ITC, 43 % au Canada et les 4 % restants dans les Caraïbes.

Les investissements compris dans le programme d'investissement pour la période allant de 2022 à 2026 sont résumés ci-dessous :

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT SUR CINQ ANS



Les dépenses d'investissement prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie, aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, à la conjoncture économique générale, aux taux de change et à d'autres facteurs, qui pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. Bien que la Société ne s'attende pas à ce que la pandémie de COVID-19 ait une incidence sur son programme d'investissement global sur cinq ans, elle continuera d'évaluer le calendrier des dépenses d'investissement prévues. Selon la durée et la gravité de la pandémie, y compris l'incidence des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, certaines de ces dépenses pourraient être reportées à une date ultérieure comprise dans la durée du programme d'investissement pour la période allant de 2022 à 2026.

Base tarifaire de mi-exercice¹

(en milliards \$)	2021	2022	2026
ITC	9,5	10,1	12,6
UNS Energy	5,8	6,5	8,0
Central Hudson	2,2	2,4	3,1
FortisBC Energy	5,2	5,4	7,1
FortisAlberta	3,8	4,0	4,7
FortisBC Electric	1,5	1,5	1,8
Autres entreprises d'électricité	3,1	3,6	4,3
Total	31,1	33,5	41,6

1. Moyenne simple de la base tarifaire au début et à la fin de l'exercice.

La base tarifaire de mi-exercice totale devrait augmenter pour s'établir à 41,6 milliards \$ d'ici 2026 en vertu du programme d'investissement sur cinq ans, ce qui représente un taux de croissance moyen composé d'environ 6 %, venant ainsi soutenir une croissance durable du bénéfice et du dividende.

Rapport de gestion

Projets d'investissement majeurs ¹ (en millions \$)	Avant 2021	Réal 2021	Prévisions		Achèvement prévu
			2022	2023- 2026	
ITC²					
Projets régionaux de transport à valeur multiple	642	68	81	73	2023
Projet de conversion de transport de 34,5 kV à 69 kV	445	37	68	77	Après 2026
UNS Energy					
Projet Vail-to-Tortolita	—	21	58	182	2025
Installation de production Oso Grande	554	39	—	—	2021
FortisBC Energy					
Mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser	411	16	—	—	2021
Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre ³	—	—	—	350	2026
Projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport	21	9	10	212	Après 2026
Projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures	59	69	79	65	2025
Amélioration de la capacité dans l'Okanagan	9	7	16	185	2024
Phase 1B du projet Tilbury	20	9	33	322	Après 2026
Projet d'expansion de la capacité de stockage de GNL de Tilbury	10	6	8	449	Après 2026
Projet d'infrastructure de compteurs évolués	—	—	5	375	Après 2026
Autres entreprises d'électricité					
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁴	178	177	248	109	2024
Total		458	606	2 399	

1. Comprend la PFUPC applicable.

2. Les dépenses d'investissement avant 2021 sont comptabilisées à partir de la date d'acquisition d'ITC (14 octobre 2016).

3. Déduction faite des apports prévus des clients.

4. Quote-part de Fortis des dépenses d'investissement estimatives. En vertu du cadre de financement, Fortis financera uniquement sa composante capitaux propres.

Projets régionaux de transport à valeur multiple

Quatre projets régionaux de transport d'électricité qui ont été identifiés par MISO afin de répondre aux besoins de capacité sur les réseaux et de fiabilité des réseaux dans différents États. Trois projets ont été achevés avant 2021. Le quatrième projet devrait être mis en service en 2023.

Projet de conversion de transport de 34,5 kV à 69 kV

Multiplis projets visant la conversion de la tension de fonctionnement du système pour la faire passer de 34,5 kV à 69 kV. Les projets comprennent la construction de nouvelles lignes de 69 kV, la restauration des lignes existantes de 34,5 kV pour les faire passer à 69 kV et la conversion des sous-stations. Les dates de mise en service vont d'avant 2021 à après 2026.

Projet Vail-to-Tortolita

Construction et mise à niveau visant le raccordement des sous-stations existantes de TEP à une nouvelle ligne de 230 kV sur le territoire desservi par TEP. La construction devrait commencer en 2023, pour une mise en service en 2025.

Installation de production Oso Grande

En mai 2021, la construction de la centrale électrique éolienne d'UNS Energy d'une capacité de 250 MW a été achevée.

Mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser

Ce projet 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 a été achevé, et la dernière section du pipeline a été remplacée en 2021. Les coûts définitifs admissibles du projet peuvent faire l'objet d'une révision par la BCUC.

Projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre

Prolongement du pipeline sur un site de GNL proposé à Squamish, en Colombie-Britannique. Le prolongement proposé du pipeline de FortisBC Energy demeure assujéti à la décision finale de Woodfibre LNG Limited de procéder ou non à la construction de son installation de GNL.

Projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport

Ce projet améliore la sécurité des conduites de gaz et l'intégrité du réseau de transport, y compris les modifications et le doublement des conduites de gaz. En février 2021, FortisBC Energy a déposé une demande de CCNP auprès de la BCUC relativement à la partie côtière du réseau de transport de ce projet.

Projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures

Modifications et remplacements de conduites de gaz qui permettront la réalisation d'inspection interne pour confirmer l'intégrité des conduites. En janvier 2020, la demande de CCNP a été approuvée par la BCUC.

Amélioration de la capacité dans l'Okanagan

Construction d'une nouvelle section du pipeline et des installations connexes afin de répondre à la croissance prévue des besoins en gaz dans l'Okanagan. En novembre 2020, FortisBC Energy a déposé une demande de CCNP auprès de la BCUC relativement à ce projet.

Rapport de gestion

Phase 1B du projet Tilbury

Construction d'installations supplémentaires de liquéfaction et de distribution, y compris des canalisations terrestres, pour appuyer le soutage en mer et optimiser davantage la phase 1A du projet d'expansion Tilbury. Le projet a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en 2017. En février 2020, un rapport initial sur la portée du projet a été déposé auprès des autorités de réglementation en vue d'entamer le processus fédéral d'évaluation d'impact ainsi que le processus d'évaluation environnementale de la province nécessaires à l'expansion du site Tilbury. Les travaux de conception technique et les études connexes se poursuivront en 2022.

Expansion de la capacité de stockage de GNL de Tilbury

Ce projet consiste à remplacer le réservoir de stockage de GNL original au site de Tilbury et à augmenter la capacité de regazéification disponible afin de fournir aux clients de la vallée du bas Fraser un approvisionnement d'appoint en gaz. En décembre 2020, FortisBC Energy a déposé une demande de CCNP auprès de la BCUC relativement à ce projet et, si elle est approuvée, le projet devrait commencer en 2022.

Projet d'infrastructure de compteurs évolués

Remplacement des compteurs résidentiels et de petites entreprises par des compteurs évolués et installation de soupapes de dérivation visant à favoriser la sécurité, la résilience et l'exploitation efficiente du réseau de distribution de gaz. En mai 2021, FortisBC Energy a déposé une demande de CCNP auprès de la BCUC relativement à ce projet.

Projet Wataynikaneyap Transmission Power

Construction, selon les règles de la CEO, d'une ligne de transport de 1 800 km dans laquelle Fortis détient une participation de 39 %, pour relier 17 collectivités de Premières Nations éloignées du nord-ouest de l'Ontario au réseau électrique principal. FortisOntario est responsable de la gestion de la construction et de l'exploitation de la ligne de transport. Le projet devrait être achevé en 2024.

Occasions d'investissements additionnels

Fortis explore les territoires de service existants afin de trouver de nouvelles occasions d'investissement qui ne sont pas encore comprises dans le programme d'investissement sur cinq ans.

ITC – projet de raccordement sous le lac Érié

Proposition d'interconnexion bidirectionnelle sous-marine pour le transport de 1 000 MW d'électricité sous forme de courant continu à haute tension qui connecterait directement le marché de la SIERE en Ontario et celui de PJM Interconnection, LLC. Le projet permettrait de fournir à la clientèle un accès plus efficace à l'énergie, une capacité accrue et des possibilités de crédits d'énergie renouvelable dans les deux marchés. Le projet est entièrement autorisé aux États-Unis et au Canada et continue de franchir les jalons réglementaires, opérationnels et économiques. En 2021, la Banque de l'infrastructure du Canada a annoncé qu'elle financerait 40 % du projet d'une valeur d'environ 1,7 milliard \$, et le gouvernement de l'Ontario a autorisé la SIERE à entamer des négociations contractuelles. La négociation d'ententes de services de transport est nécessaire pour passer à la phase de construction. Il faudra environ quatre ans après le début des travaux de construction pour achever le projet.

ITC – plan de transport à long terme de MISO

Un effort global de MISO en cours visant à cerner et à construire les infrastructures de transport régional requises dans la région de MISO pour soutenir l'évolution constante du secteur de l'électricité. ITC couvre une grande partie de la région de MISO, notamment les régions riches en énergie éolienne de l'Iowa et du Minnesota. MISO procède actuellement à une demande d'autorisation auprès de la FERC visant la répartition des coûts et à la finalisation de la planification d'une première tranche des projets du plan de transport à long terme.

UNS Energy – plan de ressources intégré de TEP pour 2020

Ce plan décrit la transition des ressources énergétiques que TEP doit mettre en œuvre pour répondre aux besoins de ses clients en matière d'énergie jusqu'en 2035, en vue de l'abandon de la production de charbon d'ici 2032 et de son remplacement par des ressources éoliennes et solaires composant un portefeuille d'énergie plus propre qui lui permettra de réduire ses émissions de carbone de 80 % d'ici 2035. Le plan prévoit un service fiable et abordable provenant de ressources durables et devrait fournir des occasions d'investissement qui vont au-delà du programme d'investissement. Le plan de ressources intégré pourrait être influencé par diverses politiques énergétiques aux échelons fédéral et étatique, y compris les politiques actuellement à l'étude.

FortisBC Energy – GNL

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

Autres occasions

Les autres occasions comprennent notamment des investissements dans le transport réglementé et des projets de modernisation des réseaux pour ITC; des investissements dans des projets de transport et de stockage d'énergie, dans la modernisation du réseau et la résilience des infrastructures pour UNS Energy; d'autres investissements dans des infrastructures de gaz pour FortisBC Energy; et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

RISQUES D’AFFAIRES

Fortis a mis en œuvre un programme de gestion des risques d’entreprise afin de cerner et d’évaluer les risques, tant du point de vue de leur incidence que de leur potentialité. Les seuils d’importance sont passés en revue annuellement et mis à jour au besoin. Sont également évalués les risques financiers de même que les risques qui pourraient avoir une incidence sur la sécurité des employés, des clients et du grand public, ainsi que les risques d’atteinte à la réputation. Des systèmes de contrôles internes sont utilisés pour surveiller et gérer les risques identifiés. Le conseil d’administration de chacune des filiales supervise son propre programme de gestion des risques d’entreprise et rapporte à la direction de Fortis tout risque significatif identifié pour qu’il soit intégré au programme de gestion des risques d’entreprise de Fortis. Le conseil de Fortis supervise le programme de gestion des risques d’entreprise de Fortis par l’intermédiaire du comité d’audit pour s’assurer que la direction dispose d’un système de gestion des risques efficace pour servir de base à la planification stratégique.

Les risques d’affaires importants de la Société se résument comme suit.

Réglementation des services publics

Le total des actifs des entreprises de services publics réglementés correspondait à environ 99 % du total de l’actif de la Société au 31 décembre 2021. Les territoires de réglementation comprennent cinq provinces canadiennes, neuf États américains et trois pays des Caraïbes; les actifs de transport sont également assujettis aux règlements de la FERC aux États-Unis.

Les organismes de réglementation appliquent les lois visant des aspects importants des activités des entreprises de services publics, notamment : les tarifs facturés aux clients, de même que le RCP autorisé sous-jacent et la structure du capital réputée; les dépenses d’investissement; les modalités et conditions relatives à l’alimentation en énergie et à la capacité, aux services accessoires et aux services fournis par des sociétés affiliées; les émissions de titres; certaines questions de nature comptable. Certaines décisions et certains changements à l’égard de la réglementation et des lois, de même que le retard dans le recouvrement des coûts à même les tarifs en raison du décalage attribuable à la réglementation, peuvent avoir une incidence défavorable significative. Le risque de décalage attribuable à la réglementation est particulièrement important pour UNS Energy compte tenu de l’utilisation des années témoins historiques pour établir les tarifs.

La capacité de recouvrer les coûts réels de la prestation de services et de dégager le RCP ou RAB autorisés dépend généralement de la réalisation des prévisions établies dans le processus d’établissement des tarifs. L’incapacité de recouvrer ces coûts pourrait avoir une incidence défavorable significative. En ce qui a trait aux entreprises de services publics assujetties à des mécanismes de TAR, les tarifs reflètent les taux d’inflation présumés et les facteurs d’amélioration de la productivité présumés, et les écarts par rapport à ces facteurs pourraient avoir une incidence défavorable significative. Le mécanisme de TAR de FortisAlberta donne lieu à un risque accru que les dépenses d’investissement additionnelles engagées ne soient pas approuvées aux fins du recouvrement à même les tarifs.

Dans le cadre des activités de transport, les éléments sous-jacents des tarifs établis selon une formule fixés par la FERC peuvent être et ont été contestés par des tiers, ce qui peut et a donné lieu à une diminution des tarifs et des remboursements aux clients. Ces éléments sous-jacents comprennent le RCP, les suppléments du RCP pour les propriétaires de lignes de transport indépendantes et la structure du capital réputée, ainsi que les dépenses d’exploitation et d’investissement.

En outre, le Congrès américain se penche périodiquement sur l’adoption d’une loi en matière d’énergie qui pourrait attribuer de nouvelles responsabilités à la FERC, modifier les dispositions de la *Federal Power Act* ou de la *Natural Gas Act* des États-Unis ou accorder à la FERC ou à une autre entité une autorité accrue pour la réglementation des questions liées à l’énergie du gouvernement fédéral américain.

La conjoncture politique et économique et leur incidence sur les lois en matière d’énergie et les politiques gouvernementales en matière d’énergie ont eu et peuvent continuer d’avoir une incidence négative sur les décisions réglementaires. Fortis est bien positionnée pour maintenir des relations constructives avec les organismes de réglementation par l’entremise d’équipes de gestion régionales et de conseils d’administration dont les membres sont majoritairement des administrateurs indépendants qui proviennent des régions concernées. Cependant, la Société ne peut prédire les modifications législatives ou réglementaires découlant de facteurs économiques, politiques ou autres, sa capacité à y donner suite de manière efficace et en temps opportun ou les coûts connexes liés à la conformité. L’un ou l’autre des changements éventuels de la réglementation présentés ci-dessus pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Changements climatiques et risques physiques

La prestation de services d’électricité et de gaz est exposée à des risques, notamment des conditions climatiques rigoureuses et 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 de la Société. Les interruptions de service et les coûts de réparation et de remplacement connexes pourraient avoir une incidence défavorable significative si ces situations n’étaient pas résolues de façon efficace et en temps opportun, ou si elles n’étaient pas atténuées par des contrats d’assurance ou des recouvrements de coûts réglementés.

On prévoit que les changements climatiques entraîneront des phénomènes météorologiques plus intenses et plus fréquents, des variations de température et des changements dans les variations saisonnières, et la Société s'attend à ce que des mesures réglementaires soient adoptées en réponse à ces changements au cours des prochaines années (se reporter à la rubrique « Réglementation en matière d'environnement » à la page 37). Le temps violent a une incidence sur les territoires de service de la Société, principalement les orages, les inondations, les incendies de forêt, les ouragans, ainsi que les tempêtes de neige ou de verglas. La fréquence accrue des phénomènes météorologiques extrêmes pourrait faire augmenter les coûts engagés dans la prestation des services en raison de l'augmentation des réparations et de la mise en œuvre de plans d'urgence. Les variations des précipitations se traduisant par des sécheresses pourraient augmenter le risque que les actifs d'électricité de la Société causent des incendies de forêt, ou entraîner des pénuries d'eau susceptibles de nuire à ses activités. Les conditions météorologiques extrêmes nécessitent généralement des processus de sauvegarde du système informatique. Elles peuvent accroître la pression sur le réseau et entraîner des interruptions de service. Les variations de température pourraient également accroître la pression sur le réseau et réduire l'efficacité des installations au fil du temps. Les répercussions des changements climatiques à long terme, comme la persistance de températures plus élevées ainsi que l'élévation du niveau de la mer et l'accroissement des ondes de tempête, pourraient entraîner une interruption des services, des coûts de réparation et de remplacement et des coûts liés au renforcement des normes de conception et des systèmes.

Les réseaux d'électricité et de gaz sont conçus pour servir les clients selon diverses éventualités, conformément aux bonnes pratiques relatives aux services publics. Les entreprises de services publics sont responsables de l'exploitation et de la maintenance de leurs actifs de manière sécuritaire, ce qui comprend l'élaboration et l'application de normes, processus et procédures de systèmes appropriés pour assurer la sécurité des employés et des sous-traitants ainsi que celle du public. En raison de l'incidence des changements climatiques et de la transition vers un avenir énergétique plus propre, les entreprises de services publics de la Société devront gérer efficacement les exigences réglementaires et juridiques, les nouvelles normes de résilience, l'intégration des nouvelles technologies et les répercussions sur la demande des clients et les tarifs qui leurs sont facturés. Un manquement à cet égard pourrait miner la capacité des entreprises de services publics de fournir un service sûr et économique, ce qui pourrait nuire à la réputation et entraîner d'autres répercussions. Toutes les éventuelles répercussions des changements climatiques qui précèdent pourraient avoir une incidence défavorable significative.

L'exploitation des actifs de transport et de distribution peut causer des incendies, principalement provoqués par des défaillances de l'équipement, la chute d'arbres et la foudre touchant des lignes ou de l'équipement. En outre, certaines entreprises de services publics exploitent des installations sur des terrains éloignés et montagneux difficiles d'accès où il est ardu d'effectuer des réparations et des travaux d'entretien dans un délai raisonnable ou présentant 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 sont exposées à des risques opérationnels associés au gaz naturel comme les incendies, les explosions, la corrosion et les fuites dans les pipelines, l'endommagement accidentel des canalisations et des conduites de branchement, la défaillance de l'équipement, les dommages et la destruction causés par les tremblements de terre, les incendies, les inondations et les autres catastrophes naturelles, et d'autres accidents et circonstances pouvant entraîner l'interruption des services, des déversements et des passifs environnementaux proportionnels ou d'autres obligations.

L'équipement et les installations de production sont exposés à certains risques, notamment un bris d'équipement et les dommages causés par les inondations et les incendies qui pourraient entraîner un lâcher d'eau incontrôlé, l'interruption de l'approvisionnement en combustible, des niveaux d'efficacité ou de performance opérationnelles plus bas que prévu et l'interruption des services. Rien ne garantit que l'équipement et les installations de production continueront de fonctionner selon les attentes, et les changements climatiques pourraient accroître la fréquence de ces défaillances.

Les risques liés aux dommages causés par le feu varient en fonction des conditions climatiques, du reboisement, de la proximité de l'habitat et des installations de tiers des entreprises de services publics, et d'autres facteurs. 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, si leurs installations sont tenues responsables d'un incendie.

Les réseaux d'électricité et de gaz nécessitent de la maintenance, des améliorations et des remplacements continus. L'interruption des services, les autres répercussions et obligations découlant de l'incapacité de mettre en œuvre ou d'achever adéquatement les programmes de dépenses d'entretien et d'investissement autorisés, toute panne importante et imprévue de l'équipement, ou l'incapacité à recouvrer les coûts nécessaires à même les tarifs facturés aux clients. Toutes les répercussions potentielles des risques physiques qui précèdent pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Réglementation en matière d'environnement

Les entreprises de la Société sont assujetties aux risques environnementaux et aux lois et aux règlements en matière d'environnement, y compris les lois et règlements qui : i) imposent des limites sur la libération de polluants dans l'air, le sol et l'eau; ii) établissent des normes pour la gestion, le traitement, l'entreposage, le transport et l'élimination de déchets dangereux; ou iii) imposent des obligations d'enquêter relativement à toute contamination et d'y remédier.

Le risque de contamination de l'air, du sol ou de l'eau par les entreprises d'électricité a principalement trait : i) au transport, à la manutention et à l'entreposage et à la combustion de combustible; ii) à l'utilisation de produits à base de pétrole, principalement l'huile de transformateurs et l'huile de graissage; iii) à la gestion et à l'élimination des résidus découlant de la combustion du charbon et des autres déchets; et iv) aux incidents découlant du rejet de matières dangereuses sur le site des mines de charbon qui approvisionnent les centrales de production, ou provenant de ces mines. Les risques de contamination par les entreprises de gaz naturel sont surtout liés aux fuites et à d'autres incidents dans les réseaux gaziers. Parmi les principaux risques environnementaux inhérents aux activités de production hydroélectrique figurent la défaillance des barrages et la création de cours d'eau artificiels susceptibles de perturber les habitats naturels.

Des responsabilités relatives aux enquêtes et à la remise en état en cas de contamination, ainsi que des réclamations pour lésions corporelles ou dommages matériels, peuvent surgir à de nombreux endroits, notamment aux installations et aux sites détenus ou exploités, antérieurement ou actuellement, où des déchets ont été traités et éliminés, peu importe si la contamination a été causée par les activités de l'entreprise au moment où elle était propriétaire ou si la contamination résulte de la non-conformité aux lois environnementales applicables. En vertu de certaines lois environnementales, ces obligations peuvent 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. Ces responsabilités pourraient donner lieu à des litiges et à des procédures administratives qui pourraient occasionner l'imposition de sanctions pécuniaires substantielles pour les coûts de nettoyage et les dommages, ainsi que l'imposition d'amendes ou de pénalités. S'ils ne sont pas entièrement couverts par des contrats d'assurance, ces coûts pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les entreprises de la Société ont engagé des dépenses importantes liées à la conformité aux lois environnementales, et elles prévoient continuer à le faire dans l'avenir. La gestion des émissions de GES constitue une préoccupation importante, en raison des lois, des règlements et directives fédérales, provinciales et étatiques nouvelles et imminentes en matière de GES. Les lois futures relatives aux émissions de GES pourraient avoir une incidence sur les actifs de production, les activités, l'approvisionnement énergétique, les coûts d'exploitation, les obligations de présentation de l'information et d'autres aspects significatifs des activités de la Société.

Les entreprises de la Société continuent d'élaborer des stratégies liées à la conformité et d'évaluer l'incidence des nouvelles modifications législatives, mais des incertitudes importantes demeurent. Une augmentation des coûts liés à la conformité ou des restrictions supplémentaires en matière d'exploitation en vertu de règlements additionnels ou révisés pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Pandémie et crises de santé publique mondiale, y compris la pandémie de COVID-19

La Société pourrait être touchée de façon négative par une écloison généralisée de maladies transmissibles ou d'autres crises de santé publique qui provoquent des perturbations économiques ou autres, y compris des perturbations des chaînes d'approvisionnement. L'écloison de maladies transmissibles ainsi que les efforts visant à réduire les effets sur la santé et à contrôler la propagation de ces maladies peuvent entraîner des restrictions mondiales des activités commerciales, y compris la fermeture d'entreprises et d'autres possibles répercussions découlant d'une réduction de la disponibilité et de la productivité de la main-d'œuvre, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, des retards dans les projets de construction, des perturbations des marchés financiers, des mesures gouvernementales et réglementaires et d'une baisse prolongée de l'activité économique. Un ralentissement économique prolongé pourrait entraîner une baisse des ventes d'énergie et nuire à la capacité des clients, des entrepreneurs et des fournisseurs de remplir leurs obligations, et pourrait perturber les activités et les programmes de dépenses d'investissement ou causer une dépréciation du goodwill (se reporter à la rubrique « Conjoncture économique générale » à la page 43).

L'incertitude persiste relativement à la durée et à la gravité de la pandémie de COVID-19, particulièrement en ce qui concerne l'émergence de nouveaux variants du virus, l'efficacité à long terme et la distribution mondiale des vaccins contre la COVID-19, les répercussions de la vaccination obligatoire et des directives d'isolement sur la disponibilité de la main-d'œuvre, les éventuelles mesures gouvernementales prises pour limiter les conséquences sur la santé publique, les perturbations de la chaîne d'approvisionnement à l'échelle mondiale et d'autres facteurs indépendants de la volonté de la Société. Une perturbation prolongée de l'économie ou de la chaîne d'approvisionnement pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Croissance

Fortis a un historique de croissance découlant des acquisitions et de croissance interne en raison des dépenses d'investissement dans les territoires de service existants. Les acquisitions comportent le risque intrinsèque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialisent pas, ou puissent ne pas se réaliser dans les délais prévus, et des coûts imprévus significatifs pourraient en découler.

Les prévisions de croissance des dividendes de la Société dépendent grandement de la croissance de la base tarifaire que devrait générer la réalisation du programme d'investissement sur cinq ans décrit à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 31. Les projets, particulièrement les projets d'investissement majeurs, sont exposés à des risques de retard et de dépassement de coûts au cours de la construction en raison de l'inflation, des fluctuations des prix des produits de base, des coûts d'approvisionnement et de la main-d'œuvre, de la non-exécution des obligations des fournisseurs, des conditions climatiques, des conditions géologiques ou d'autres facteurs indépendants de la volonté de la Société. Rien ne garantit que les organismes de réglementation : i) approuveront tous les projets prévus, leurs montants ou leur échéancier; ii) délivreront les permis rapidement ou selon des modalités raisonnables; ou iii) approuveront le recouvrement des dépassements de coûts à même les tarifs facturés aux clients. Ces risques pourraient avoir une incidence sur la réalisation fructueuse d'un projet en faisant obstacle à son exécution, en retardant l'achèvement, en augmentant les coûts prévus ou en ayant une incidence défavorable sur son financement.

Cybersécurité

En tant qu'exploitants d'infrastructures énergétiques importantes, les entreprises de services publics de la Société peuvent faire face au risque de cybercrime, dont la fréquence, l'étendue et les répercussions éventuelles se sont accrues au cours des dernières années. L'efficacité du fonctionnement des entreprises de services publics de la Société est tributaire de l'utilisation et du maintien de systèmes d'information et d'une infrastructure de technologie de l'information complexes qui : i) procurent un soutien à l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution d'électricité, y compris les installations de gaz; ii) fournissent de l'information sur la facturation, la consommation et la gestion de la charge aux clients, le cas échéant; et iii) appuient les activités des volets financier et général.

Les systèmes de technologie de l'information et de l'exploitation pourraient être vulnérables à un accès non autorisé par suite de piratage, de virus informatiques, d'actes de guerre ou de terrorisme, d'actes de vandalisme ou autres. Cette situation peut entraîner la perturbation des services énergétiques et des autres activités commerciales, des pannes du système et des défaillances du réseau, des dommages matériels, une corruption ou la non-disponibilité des données essentielles, l'appropriation illicite ou la divulgation de renseignements sensibles, confidentiels et exclusifs à propos des activités, des clients et des employés.

Une atteinte significative à la cybersécurité pourrait avoir une incidence négative sur la performance financière de la Société, sur sa réputation et sa respectabilité aux yeux des clients, des organismes de réglementation et des marchés financiers et pourrait l'exposer à des demandes de dommages-intérêts de la part de tiers. L'incidence financière en découlant pourrait ne pas être entièrement couverte par des contrats d'assurance ou, dans le cas des entreprises de services publics, ne pas être compensée par des recouvrements de coûts réglementés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Percées technologiques

L'adoption d'initiatives visant à réduire les émissions de GES et à contrôler ou limiter les effets des changements climatiques a encouragé le développement de nouvelles technologies de production d'électricité permettant d'accroître l'efficacité du stockage d'énergie et de réduire la consommation d'électricité.

Le développement de nouvelles technologies en matière de production distribuée, en particulier certains produits et services liés à l'énergie solaire et à l'efficacité énergétique, de même que l'instauration de normes sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique continueront d'avoir une incidence sur les ventes au détail. La prise de conscience à l'égard des coûts liés à l'énergie et les préoccupations environnementales ont accru la demande pour des produits qui réduisent la consommation d'énergie. De plus, les entreprises de services publics de la Société mettent de l'avant des programmes de gestion axés sur la demande.

Les nouvelles technologies mises à la disposition des clients visent l'énergie provenant de sources renouvelables, la production appartenant aux clients, les appareils efficaces sur le plan énergétique, le stockage dans des batteries et les systèmes de contrôle. Les percées en ce sens ou la mise au point d'autres technologies pourraient avoir une incidence significative sur les ventes au détail, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Variabilité des conditions climatiques et des saisons

La consommation d'électricité varie considérablement en fonction des changements climatiques et des changements saisonniers des conditions climatiques (se reporter à la rubrique « Changements climatiques et risques physiques » à la page 36). Au centre et à l'ouest du Canada, en Arizona et dans l'État de New York, les étés frais peuvent réduire l'utilisation des appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation, tandis que les hivers doux peuvent entraîner une baisse de la demande pour le chauffage. À l'inverse, les conditions climatiques difficiles peuvent entraîner une hausse inattendue des besoins en chauffage et en climatisation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la fiabilité du réseau.

Les conditions climatiques et les saisons ont une incidence marquée sur les volumes de distribution de gaz, puisque la majeure partie du gaz naturel est utilisée pour le chauffage domestique par la clientèle résidentielle. Le bénéfice des entreprises de services publics de gaz de la Société est habituellement plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres.

La production d'hydroélectricité est tributaire du volume des précipitations.

Certaines des entreprises de services publics de la Société ont mis en œuvre des mécanismes de report et de dissociation des revenus réglementaires, afin d'atténuer l'incidence sur les bénéfices de la volatilité qui serait autrement attribuable aux variations des conditions climatiques. L'abandon des principaux mécanismes réglementaires tout comme leur absence dans les autres entités de Fortis pourraient entraîner des variations liées aux conditions climatiques importantes et prolongées par rapport aux normes saisonnières, ce qui aurait une incidence défavorable significative.

Caractère concurrentiel du gaz naturel

Environ 22 % des produits de la Société sont tirés de la livraison de gaz naturel. Si le gaz naturel devenait moins concurrentiel, en raison des prix, de politiques gouvernementales ou d'autres facteurs, cette situation pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Rapport de gestion

En Colombie-Britannique, d'où proviennent 83 % des produits tirés du gaz naturel de la Société, le gaz naturel entre principalement en concurrence avec l'électricité pour le fonctionnement des appareils de chauffage et les chauffe-eau. Les coûts en capital initiaux pour les services liés au gaz posent toujours des défis sur le plan concurrentiel pour le gaz naturel, par rapport aux services liés à l'électricité. Si le gaz naturel devenait moins concurrentiel, la capacité de trouver de nouveaux clients pourrait être entravée. Les clients existants pourraient également diminuer leur consommation ou opter pour l'électricité, ce qui exercerait une pression accrue sur les tarifs, auquel cas les coûts liés au système devraient être recouverts à même un plus petit nombre de clients et de ventes, et minerait son caractère concurrentiel.

Les politiques gouvernementales pourraient également se répercuter sur le caractère concurrentiel du gaz naturel en Colombie-Britannique. En octobre 2021, le gouvernement provincial a publié une mise à jour de son plan d'action économique et climatique, qui comprend une série d'actions visant à atteindre les cibles de réduction des émissions de GES et à réussir la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. À mesure que tous les ordres de gouvernement jouent un rôle plus actif dans l'élaboration de politiques visant à gérer les changements climatiques, les modifications apportées à la politique énergétique pourraient avoir une incidence sur la nature concurrentielle du gaz naturel par rapport aux sources d'énergie autres qu'à base de carbone.

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. En outre, dans le cadre de leurs propres plans de politiques sur les changements climatiques, les gouvernements locaux peuvent avoir recours à divers outils à leur disposition, tels que les accords de concession, les permis, le code du bâtiment et les règlements de zonage, pour imposer des limites en ce qui concerne les sources d'énergie autorisées dans les projets d'aménagement nouveaux et existants. Les municipalités peuvent également offrir aux constructeurs des incitatifs, comme une allocation de densification, pour qu'ils adoptent des options énergétiques sans carbone dans leurs projets d'aménagement. De telles mesures et politiques pourraient nuire à la capacité de la Société d'attirer de nouveaux clients de gaz naturel ou de fidéliser les clients existants.

Volatilité des prix des produits de base

Les coûts de l'électricité achetée et de la production de combustibles dépendent de la volatilité des prix des produits de base, qui est gérée au moyen : i) de mécanismes approuvés par les organismes de réglementation qui permettent le transfert des fluctuations des prix des produits de base dans les tarifs facturés aux clients ou qui prévoient des comptes de stabilisation tarifaire et des comptes de report (se reporter à la rubrique « Rendement des unités d'exploitation » à la page 21); et ii) de stratégies de gestion du risque lié au prix approuvées par les organismes de réglementation, comme l'utilisation de contrats dérivés qui fixent efficacement les coûts (se reporter à la rubrique « Instruments financiers – Dérivés » à la page 46).

Rien ne garantit que les mécanismes ou stratégies actuellement approuvés par les organismes de réglementation demeureront en place dans l'avenir. De plus, malgré ces mécanismes et stratégies, une hausse marquée et prolongée des prix des produits de base pourrait entraîner une augmentation des tarifs que les clients ne pourraient pas payer ou avoir une incidence sur la consommation et la croissance du nombre de ventes. Une telle situation pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Approvisionnement en électricité

Une part considérable de l'électricité et du gaz vendus par les entreprises de services publics de la Société est achetée sur les marchés énergétiques de gros ou en vertu de contrats avec des fournisseurs d'énergie et n'est pas produite par les entreprises de services publics de la Société. Toute perturbation sur les marchés énergétiques de gros ou tout défaut des fournisseurs d'énergie ou de combustible ou des exploitants de réseaux de distribution d'énergie raccordés aux entreprises de services publics de la Société pourraient se traduire par une perte ou une augmentation du coût de l'électricité achetée, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Approprations nécessaires

L'acquisition, la possession et l'exploitation d'entreprises de gaz et d'électricité exigent bon nombre de permis, de licences, d'ententes, d'ordonnances, de certificats et d'autres approprations de divers ordres de gouvernement, d'organismes de réglementation, d'organismes gouvernementaux, de peuples autochtones et/ou de tiers. L'environnement externe est devenu plus complexe, et les organismes de délivrance de permis, les municipalités et les peuples autochtones ont des attentes accrues, notamment en ce qui a trait à la possibilité d'examiner les projets et de donner leur avis, en grande partie en raison des politiques adoptées pour contrer les changements climatiques. Rien ne garantit : i) que toutes ces approprations seront obtenues, maintenues de façon continue ou renouvelées sans délai; et ii) que leurs modalités seront entièrement respectées en tout temps et qu'elles ne changeront pas d'une façon défavorable significative. Un manquement important à cet égard pourrait empêcher l'exploitation des entreprises et avoir une incidence défavorable significative.

Normes de fiabilité

La loi intitulée *Energy Policy Act* exige des propriétaires, exploitants et utilisateurs du réseau de transport d'électricité de gros aux États-Unis de se conformer à des normes de fiabilité obligatoires qui ont été élaborées par la North American Electric Reliability Corporation et ses entités régionales, lesquelles sont approuvées et mises en application par la FERC. Plusieurs de ces normes, ou normes similaires, ont été adoptées dans des provinces canadiennes, notamment en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario. L'incapacité à élaborer, à mettre en œuvre et à maintenir des pratiques et des systèmes d'exploitation et des programmes d'investissement appropriés permettant de respecter les obligations en matière de fiabilité pourrait entraîner la violation des normes de conformité et une incidence défavorable significative, comme l'exclusion des coûts connexes des tarifs facturés aux clients et d'autres pénalités potentiellement considérables.

Revendications territoriales de la part des peuples autochtones

En Colombie-Britannique, les entreprises de services publics de la Société fournissent des services à des clients sur des terres appartenant à des peuples autochtones et exploitent des installations sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part des peuples autochtones. Divers processus de négociation de traité auxquels participent les peuples autochtones et les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada sont en cours, mais les motifs pouvant mener à d'éventuels règlements ne sont pas clairs, et ce ne sont pas tous les peuples autochtones qui participent à ces processus. Jusqu'à maintenant, la politique du gouvernement de la Colombie-Britannique consiste à structurer les règlements sans porter préjudice aux droits existants de tiers. Cependant, rien ne garantit que les processus de règlement n'auront pas d'incidence défavorable significative.

FortisAlberta possède des actifs de distribution sur des terres appartenant à des peuples autochtones en Alberta à l'égard desquelles TransAlta Utilities Corporation détient des permis d'accès. Pour acquérir ces permis, FortisAlberta doit obtenir l'approbation des Premières Nations et de Relations Couronne-Autochtones et Affaires du Nord Canada. FortisAlberta pourrait ne pas être en mesure d'obtenir ces approbations ou de négocier des ententes d'utilisation des terres selon des modalités raisonnables. Un manquement important à cet égard pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Participations détenues conjointement et tiers exploitants

Certaines centrales fournissant de l'électricité à TEP sont détenues conjointement avec des tiers ou exploitées par des tiers. TEP pourrait ne pas être en mesure d'influer à son entière discrétion sur la gestion ou l'exploitation de ces installations, notamment en ce qui concerne la meilleure approche à adopter pour gérer les conditions économiques changeantes ou les exigences environnementales. Un désaccord entre TEP et les copropriétaires ou les exploitants pourrait avoir une incidence défavorable significative.

La société en commandite Wataynikaneyap, détenue à 51 % par 24 collectivités des Premières Nations et à 49 % par un partenariat entre Fortis (80 %) et Algonquin Power & Utilities Corp. (20 %), est responsable du projet Wataynikaneyap Transmission Power. Fortis n'est pas en mesure d'influer à son entière discrétion sur les décisions liées au projet et un désaccord entre Fortis et les autres partenaires pourrait retarder l'achèvement du projet, augmenter le coût prévu ou avoir une incidence défavorable sur la réputation de Fortis.

Risque lié au crédit de la contrepartie

ITC fait face à une concentration du risque de crédit, ses produits découlant à environ 70 % de trois clients. Ces clients affichent des notations de solvabilité de première qualité, et le risque de crédit est également géré par le MISO au moyen de l'exigence d'une lettre de crédit ou d'un dépôt en trésorerie correspondant à l'exposition au risque de crédit, lequel est établi au moyen d'un modèle de notation du crédit et d'autres facteurs.

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

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, Aitken Creek et Fortis sont exposées à un risque de crédit découlant du risque de défaut des contreparties à leurs dérivés. Le risque de crédit est géré par le règlement des paiements sur une base nette lorsque possible et par le fait de traiter uniquement avec des contreparties dont la notation est de première qualité. UNS Energy et Central Hudson ont conclu certaines ententes contractuelles exigeant des contreparties qu'elles fournissent des garanties.

Rien ne garantit que les stratégies de gestion continueront d'être efficaces. Des défauts importants de la part des contreparties pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Taux d'intérêt

En général, le cours du marché des actions ordinaires de la Société varie de façon inverse aux fluctuations des taux d'intérêt. De plus, les RCP autorisés sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme, de sorte qu'un contexte de faibles taux d'intérêt pourrait réduire les RCP autorisés. En cas de hausse des taux d'intérêt, le décalage attribuable à la réglementation pourrait retarder l'augmentation compensatoire du RCP. Les emprunts sur les facilités de crédit à taux variables et la dette à long terme ainsi que les nouvelles émissions de titres d'emprunt sont aussi exposés aux fluctuations des taux d'intérêt.

Imposition

Les changements des taux d'imposition et des lois fiscales du Canada, des États-Unis et d'autres pays pourraient avoir des répercussions sur le bénéfice de Fortis et ses filiales. Il est impossible de prédire la nature, le moment ou l'incidence de modifications futures des lois fiscales pouvant avoir une incidence défavorable significative. Bien que l'impôt sur le résultat des entreprises de services publics réglementés soit généralement recouvré à même les tarifs facturés aux clients, le décalage attribuable à la réglementation fiscale peut entraîner un délai du recouvrement ou le non-recouvrement pour certaines périodes. En ce qui concerne les activités non réglementées, les modifications apportées aux taux d'imposition et aux autres lois fiscales pourraient avoir une incidence significative sur le coût après impôt de la dette existante et future qui n'est pas recouvrable à même les tarifs facturés aux clients.

Risque de change

La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCl, de BECOL et de Belize Electricity est le dollar américain, ou est fondée sur cette monnaie. Le bénéfice et les flux de trésorerie provenant de ces entités et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Fortis limite cette exposition au dollar américain au moyen de la couverture. Au 31 décembre 2021, un montant de 2,2 milliards \$ US (2020 – 2,3 milliards \$ US) de la dette à long terme libellée en dollars américains de la Société avait été désigné à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger, ce qui laissait un montant non couvert de 10,8 milliards \$ US (2020 – 10,2 milliards \$ US) en investissements nets dans des établissements à l'étranger. Fortis a également conclu des contrats de change pour gérer une partie de son exposition au risque de change.

Comme le bénéfice et les flux de trésorerie consolidés ne sont que partiellement couverts, ils continuent de subir l'incidence des fluctuations du taux de change. En moyenne, Fortis estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de cinq cents du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien par rapport au taux de 1,00 \$ US pour 1,25 \$ CA au 31 décembre 2021 se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse du BPA annuel moyen d'environ six cents, ce qui reflète le programme de couverture de la Société.

Le programme d'investissement sur cinq ans de 20,0 milliards \$ de la Société pour la période allant de 2022 à 2026 tient également compte de l'exposition au risque de change. En moyenne, Fortis estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de cinq cents du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse des dépenses d'investissement de 450 millions \$ au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

Rien ne garantit que les stratégies de couverture existantes continueront d'être efficaces, et toute incidence financière qui en découlerait pourrait être significativement défavorable.

Accès à des capitaux

La Société et certaines de ses filiales ont contracté des dettes d'un montant significatif. Le financement des dépenses d'investissement et le remboursement de la dette venant à échéance, entre autres, nécessitent un accès continu à des capitaux à un coût économique.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pourraient ne pas suffire à financer le remboursement de la totalité de l'encours de la dette à son échéance ou les dépenses d'investissement prévues. La capacité d'effectuer les remboursements de la dette à long terme dépend de l'obtention d'un financement suffisant et économique pour rembourser la dette arrivant à échéance.

La capacité d'obtenir du financement dépend de nombreux facteurs, y compris les résultats d'exploitation et la situation financière de Fortis et de ses filiales, le contexte de réglementation, dont les décisions réglementaires relatives à la structure du capital et au RCP autorisé, la situation des marchés financiers, la conjoncture économique générale, les notations et le profil de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance de Fortis et de ses filiales. Les changements apportés aux notations pourraient avoir une incidence sur le risque de crédit lié aux nouvelles émissions de titres d'emprunt à long terme et sur les facilités de crédit, ainsi que sur leur disponibilité.

Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables. Pour obtenir plus d'information, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » à la page 27.

Assurances

Les contrats d'assurance sont conclus avec des assureurs réputés au sein du secteur en ce qui concerne les dommages matériels, les responsabilités potentielles et l'interruption des services, afin de bénéficier d'une couverture considérée comme appropriée et conforme aux pratiques du secteur.

Une part importante des actifs de transport et de distribution ne sont pas assurés, comme il est d'usage en Amérique du Nord, le coût de l'assurance pour de tels actifs étant prohibitif. Les assurances comportent des limites de couverture et des franchises ainsi que des clauses fixant un délai de présentation des demandes d'indemnisation et de découverte des sinistres. Rien ne garantit : i) que les types de pertes découlant de dommages, de responsabilités ou d'interruptions des activités réels, et les montants connexes, seront entièrement couverts par l'assurance; ii) que les exemptions réglementaires seront accordées si la couverture est insuffisante; iii) qu'une assurance adéquate à prix raisonnable continuera d'être disponible; ou iv) que les assureurs respecteront leurs obligations. Une insuffisance importante réelle de la couverture d'assurance ou du règlement des sinistres pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Gestion des talents

L'exécution de services sûrs, fiables et économiques dépend de la capacité d'attirer du personnel compétent, de le perfectionner et de le garder. À l'instar de ses pairs, Fortis fait face à des défis sur le plan démographique et à des marchés concurrentiels en ce qui a trait aux ouvriers de métier, au personnel technique et professionnel, particulièrement en raison de son programme d'investissement important. ITC dépend largement d'ententes avec des tiers pour la prestation de services de construction, d'entretien et d'exploitation à l'égard de certains aspects de ses activités. Une incapacité importante à attirer du personnel compétent et à le maintenir en poste pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Relations de travail

La plupart des entreprises de services publics de la Société emploient des membres de syndicats ou d'associations de travailleurs dans le cadre de conventions collectives. Fortis considère que ses relations de travail sont satisfaisantes, mais rien ne garantit qu'elles le demeureront ni que les conventions collectives existantes seront renouvelées selon des modalités raisonnables sans interruption du travail ou autres moyens de pression. Un manquement important à cet égard pourrait entraîner l'interruption des services ou une hausse du coût de la main-d'œuvre que les organismes de réglementation ne permettraient pas de recouvrer entièrement dans les tarifs et avoir une incidence défavorable significative.

Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Fortis et la plupart de ses filiales offrent différents régimes de retraite à prestations définies et/ou des régimes d'AAPE à certains de leurs employés et de leurs retraités. Les plus importants inducteurs de coûts de ces régimes sont le rendement des placements et les taux d'intérêt, lesquels sont tributaires des marchés financiers à l'échelle mondiale. Les perturbations sur les marchés, la baisse marquée de la valeur de marché des placements détenus pour satisfaire les obligations du régime, les variations du taux d'actualisation, le profil démographique des participants, et les modifications des lois et des règlements pourraient exiger un financement additionnel des régimes. Une augmentation importante des charges et des obligations de capitalisation des régimes pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Conjoncture économique générale

Les changements liés à la conjoncture économique générale, à l'inflation, aux prix de l'énergie, aux niveaux d'emploi, au revenu personnel disponible, aux mises en chantier domiciliaires, à l'activité industrielle et à d'autres facteurs pourraient entraîner une baisse de la demande d'énergie et du nombre de ventes de façon directe ou par suite de la diminution des dépenses d'investissement, particulièrement celles liées à la croissance du nombre de nouveaux clients, ce qui aurait une incidence sur la croissance de la base tarifaire. Un repli marqué et prolongé de la situation économique pourrait avoir une incidence défavorable significative et notamment miner la capacité de la clientèle à payer leurs factures.

Réputation, relations et activisme accru des parties prenantes

Les activités et les perspectives de croissance de la Société exigent l'établissement de relations solides avec les principales parties prenantes, y compris les organismes et de réglementation, les gouvernements et les organismes, les communautés autochtones, les propriétaires fonciers et les organismes voués à l'environnement. Une gestion inadéquate des attentes des parties prenantes et des questions qui leur sont importantes, y compris celles qui surviennent au cours de la construction de projets d'investissement majeurs, pourrait avoir une incidence sur la réputation de la Société et une incidence importante sur ses activités et le développement d'infrastructures.

En outre, les parties prenantes externes, y compris les actionnaires et les investisseurs, s'opposent de plus en plus aux entreprises de services publics en ce qui a trait aux changements climatiques, au développement durable, à la diversité, aux rendements, dont le RCP, à la rémunération des cadres et à d'autres questions. L'opposition du public aux grands projets d'infrastructure est de plus en plus courante, ce qui peut compromettre la réalisation des programmes d'investissement et la croissance interne qui en découle. Bien que la Société suive de près ces mouvements de protestation et s'engage à établir de meilleures relations avec ses parties prenantes externes, l'incapacité de gérer adéquatement l'activisme des parties prenantes, et d'y réagir, pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Poursuites judiciaires et administratives et autres poursuites

Ces poursuites ont lieu dans le cours normal des activités et il peut s'agir de réclamations liées à l'environnement ou à l'emploi, de litiges portant sur des titres, de différends contractuels, de réclamations liées à des lésions corporelles ou à des dommages matériels, de poursuites intentées par les organismes de réglementation ou par les autorités fiscales et d'autres questions. Les issues défavorables, notamment, les jugements ou les règlements accordant des dommages-intérêts pécuniaires ou autres, des injonctions, le refus ou la révocation de permis, l'atteinte à la réputation et d'autres issues pourraient avoir une incidence défavorable significative.

QUESTIONS COMPTABLES

Estimations comptables critiques

Généralités

La préparation des états financiers annuels de 2021 exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements, qui influent sur les montants constatés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits, des pertes et des éventualités, et sur l'information à fournir connexe. La direction évalue ces estimations de façon continue en se fondant sur des données historiques, sur les conditions actuelles et sur des hypothèses qu'elle jugeait raisonnables au moment où elles ont été faites, et tout ajustement est comptabilisé dans la période au cours de laquelle il est confirmé. Les résultats réels pourraient être très différents de ces estimations.

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2021, Fortis a comptabilisé des actifs réglementaires de 3,6 milliards \$ (2020 – 3,6 milliards \$) et des passifs réglementaires de 3,2 milliards \$ (2020 – 3,1 milliards \$).

Rapport de gestion

Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs et aux débiteurs liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouverts auprès de clients pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent : i) aux réductions futures ou aux limites des augmentations futures des produits qui se rattachent à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés aux clients dans le cadre du processus d'établissement des tarifs; ou ii) aux obligations de fournir un service futur pour lequel les clients ont payé à l'avance.

La comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires et la période de règlement constituent souvent des estimations fondées sur des ordonnances réglementaires antérieures, existantes ou prévues relativement à la nature des montants sous-jacents et sont assujetties à une approbation réglementaire. Rien ne garantit que les périodes de règlements et les montants connexes réels ne varieront pas de façon significative par rapport aux estimations. Les variations découlant des ordonnances réglementaires seraient comptabilisées conformément à ces ordonnances, en vertu desquelles les montants non autorisés seraient immédiatement comptabilisés en résultat et le reste serait comptabilisé en résultat en tenant compte de leur inclusion dans les tarifs facturés aux clients.

Avantages du personnel futurs

Principales estimations et hypothèses

Exercices clos les 31 décembre

(en millions \$, sauf indication contraire)

	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2021	2020	2021	2020
Situation de capitalisation ¹				
Obligation au titre des prestations ²	(3 922)	(3 995)	(747)	(789)
Actifs des régimes	3 722	3 528	440	391
Coût net des prestations ²	(200)	(467)	(307)	(398)
	64	67	35	32
Hypothèses principales (en % moyen pondéré):				
Taux d'actualisation ³ :				
Au cours de l'exercice	2,60	3,16	2,60	3,22
Aux 31 décembre	3,00	2,63	2,97	2,64
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ⁴	5,40	5,52	4,88	5,28
Taux de croissance de la rémunération	3,30	3,34	—	—
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé ⁵	—	—	4,49	4,61

- Les évaluations actuarielles périodiques permettent de déterminer les cotisations de capitalisation pour les régimes de retraite et les régimes d'AAPE américains, tandis que les régimes d'AAPE canadiens ne sont pas capitalisés.
- Établis au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les hypothèses les plus probables de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires, de la durée moyenne résiduelle d'activité des employés, des taux de mortalité et, en ce qui concerne les régimes d'AAPE, du coût prévu des soins de santé.
- Reflète les taux d'intérêt du marché sur les obligations de première qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent au calendrier et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite.
- Élaboré à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévues pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.
- Établi au moyen de calculs actuariels, le taux projeté pour 2022 est de 5,75 % et devrait diminuer au cours des 11 prochaines années pour s'établir à 4,49 % en 2032 et demeurer à ce niveau par la suite.

Analyse de sensibilité	Taux tendanciel du coût des soins de santé					
	Taux de rendement		Taux d'actualisation		Taux tendanciel du coût des soins de santé	
	Variation de 1 %		Variation de 1 %		Variation de 1 %	
Exercice clos le 31 décembre 2021	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
(en millions \$)						
Régimes de retraite à prestations définies						
Coût net des prestations	(33)	28	(48)	65	s.o.	s.o.
Obligation au titre des prestations projetées	32	(75)	(520)	649	s.o.	s.o.
Régimes d'AAPE						
Coût net des prestations	(4)	4	(10)	12	16	(14)
Obligation au titre des prestations constituées	—	—	(112)	135	100	(91)

En ce qui concerne les entreprises de services publics réglementés, les variations du coût net des prestations devraient, de façon générale, être reflétées dans les tarifs facturés aux clients, sous réserve d'un décalage attribuable à la réglementation et du risque lié aux prévisions pour certaines entreprises de services publics.

L'apport en trésorerie de FortisAlberta est passé en charges et reflété dans les tarifs facturés aux clients, et tout écart entre l'apport en trésorerie et le coût net des prestations est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire. ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power disposent de mécanismes approuvés par les organismes de réglementation pour reporter les écarts entre le coût net des régimes de retraite réel et le coût net des régimes de retraite prévu et reflétés dans les tarifs facturés aux clients. Rien ne garantit que ces mécanismes de report seront maintenus dans l'avenir.

Amortissements

Au 31 décembre 2021, Fortis a comptabilisé des immobilisations corporelles et incorporelles de 39,2 milliards \$ (2020 – 37,3 milliards \$), soit 68 % du total des actifs (2020 – 67 %). Le montant des amortissements de ces immobilisations a totalisé 1,4 milliard \$ en 2021 (2020 – 1,4 milliard \$).

Rapport de gestion

Les amortissements reflètent la durée d'utilité estimative des actifs sous-jacents et reposent sur les données historiques, les indications et les notations des fabricants, les tendances passées et les tendances futures prévues, l'utilisation des actifs et d'autres facteurs.

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés sont assujettis à une approbation réglementaire et comprennent une provision à l'égard des coûts futurs d'enlèvement estimés qui ne sont pas considérés comme une obligation juridique. Les estimations reposent essentiellement sur des données historiques et sur les tendances prévues en matière de coût. La provision est comptabilisée comme un passif réglementaire à long terme, dont sont portés en réduction les coûts réels d'enlèvement lorsqu'ils sont engagés. Au 31 décembre 2021, ce passif réglementaire s'établissait à 1,2 milliard \$ (2020 – 1,2 milliard \$).

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés sont habituellement déterminés au moyen d'études sur l'amortissement préparées sur une base périodique par des experts externes. Lorsque les données réelles diffèrent des estimations, les écarts sont, de façon générale, reflétés dans les taux d'amortissement futurs et, ainsi, sont recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers à même les tarifs qui leur sont facturés, de la manière prévue par l'organisme de réglementation.

Dépréciation du goodwill

Au 31 décembre 2021, Fortis a comptabilisé un goodwill de 11,7 milliards \$ (2020 – 11,8 milliards \$), ce qui représente 20 % du total de l'actif (2020 – 21 %). La diminution du goodwill est attribuable à l'incidence du change liée à la conversion du goodwill libellé en dollars américains.

Le goodwill de chacune des 11 unités d'exploitation de la Société est soumis à un test de dépréciation sur une base annuelle et si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Le cas échéant, la valeur du goodwill est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

La Société effectue une évaluation qualitative pour chaque unité d'exploitation. S'il est établi qu'il est peu probable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une évaluation quantitative de la juste valeur n'est pas nécessaire. Lorsqu'une évaluation quantitative est nécessaire, la principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche par le résultat, selon laquelle les projections des flux de trésorerie nets sont actualisées. Les estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude, comprennent le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs prévus, les taux de croissance et les taux d'actualisation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est également effectué.

La comptabilisation de pertes de valeur pourrait avoir une incidence défavorable significative. Ces pertes ne peuvent pas être recouvertes à même les tarifs des entreprises de services publics réglementés. Dans la mesure où une perte de valeur indique une baisse des flux de trésorerie futurs prévus aux fins du soutien des paiements d'intérêts sur la dette de la société de portefeuille non réglementée et du versement des dividendes sur les actions ordinaires, elle peut avoir une incidence défavorable sur le coût futur de ce capital, laquelle pourrait se traduire par une hausse des taux d'intérêt sur la dette. Cette hausse ne peut pas être recouverte au moyen des tarifs facturés par les entreprises de services publics réglementés, et peut donner lieu à une baisse du cours du marché de l'action ordinaire.

Impôt sur le résultat

Au 31 décembre 2021, les passifs d'impôt différé, l'impôt à payer inclus dans les créditeurs, l'impôt différé inclus dans les actifs réglementaires et l'impôt différé inclus dans les passifs réglementaires totalisaient 3,6 milliards \$, 31 millions \$, 1,8 milliard \$ et 1,3 milliard \$, respectivement (2020 – 3,3 milliards \$, impôt à recevoir de 72 millions \$, 1,7 milliard \$ et 1,4 milliard \$, respectivement). La charge d'impôt s'est chiffrée à 234 millions \$ en 2021 (2020 – 231 millions \$).

L'impôt exigible reflète l'impôt estimatif à payer et à recevoir au cours de l'exercice considéré d'après les taux d'imposition et les lois en vigueur, et la proportion estimative du bénéfice ou de la perte imposable dans les divers territoires.

Les actifs et les passifs d'impôt différé reflètent les différences temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Un actif ou un passif d'impôt différé est calculé pour chaque différence temporaire d'après les taux d'imposition et les lois en vigueur au moment où les différences temporaires devraient se résorber ou être réglées. Une réduction de valeur est comptabilisée en résultat dans la mesure où une économie d'impôt future est plus probable qu'improbable.

En ce qui concerne les entreprises de services publics réglementés, les différences entre la charge ou l'économie d'impôt sur le résultat comptabilisée en vertu des PCGR des États-Unis et celle qui est reflétée dans les tarifs facturés aux clients, lesquelles devraient être recouvertes auprès des clients ou remboursées à ces derniers à même les tarifs futurs, sont comptabilisées comme des actifs ou des passifs réglementaires. Ces actifs ou passifs réglementaires sont ensuite amortis dans les résultats conformément à leur inclusion dans les tarifs facturés aux clients aux termes des ordonnances des organismes de réglementation. Sinon, les changements en ce qui a trait aux attentes et aux estimations connexes découlant de modifications des taux d'imposition, des lois fiscales, de la répartition des bénéfices parmi les territoires et d'autres facteurs sont comptabilisés en résultat au moment où ils surviennent.

La Société et certaines 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 potentiel de la conformité fiscale comprennent les États-Unis (palier fédéral, Arizona, Kansas, Iowa, Michigan, Minnesota et New York) et le Canada (palier fédéral, Colombie-Britannique et Alberta). Les années d'imposition de 2013 à 2021 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2011 à 2021, dans les territoires des États-Unis. L'incidence de ces contrôles de la conformité fiscale sur les états financiers de la Société pourrait être significative (se reporter à la rubrique « Risques d'affaires – Imposition » à la page 41).

Dérivés

La juste valeur des dérivés est fondée sur les estimations qui ne peuvent pas être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, qui pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice ou les flux de trésorerie futurs.

Éventualités

La Société et ses filiales sont assujetties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice qui surviennent dans le cours normal des activités, y compris ceux qui sont décrits de façon générale à la rubrique « Risques d'affaires – Revendications territoriales de la part des peuples autochtones » à la page 41, pour lesquels aucun montant n'a été comptabilisé en raison du fait qu'actuellement, leur issue ne peut pas être déterminée de façon raisonnable. De plus amples renseignements sont fournis à la note 26 des états financiers annuels de 2021.

Bien qu'actuellement, Fortis estime qu'il est peu probable que ces questions aient une incidence défavorable significative, rien ne garantit qu'il en sera ainsi.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Dettes à long terme et autres

Au 31 décembre 2021, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 25,5 milliards \$ (2020 – 24,5 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 28,8 milliards \$ (2020 – 29,1 milliards \$). Comme Fortis n'a pas l'intention de régler la dette à long terme avant l'échéance, l'excédent de la juste valeur sur la valeur comptable ne représente pas un passif réel.

La valeur comptable consolidée des instruments financiers restants, autres que les dérivés, se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit ou la nature de ces instruments.

Dérivés

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

Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité, des contrats d'approvisionnement des clients et des swaps sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie. La juste valeur est évaluée principalement selon l'approche axée sur le marché, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants dans la mesure du possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des frais de transport et des pertes sur lignes.

Central Hudson détient des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif. La juste valeur est évaluée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

FortisBC Energy détient des contrats d'approvisionnement en gaz afin de fixer le prix d'achat effectif du gaz naturel. La juste valeur reflète la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2021, des pertes latentes de 20 millions \$ (2020 – 73 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 52 millions \$ (2020 – 17 millions \$) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires.

Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros pour fixer les prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les profits réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire. La juste valeur est évaluée selon une approche par le marché qui intègre des renseignements provenant de tiers indépendants, dans la mesure du possible.

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

Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2021, des profits latents de 21 millions \$ (2020 – 3 millions \$) ont été comptabilisés dans les produits.

Rapport de gestion

Swaps sur rendement total

La Société détient des swaps sur rendement total pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 112 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2024. La juste valeur est évaluée au moyen d'une approche par le résultat, fondée sur les courbes des taux à terme. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2021, des profits latents de 17 millions \$ (2020 – pertes latentes de 9 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Contrats de change

La Société détient des contrats de change libellés en dollars américains pour aider à atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent à diverses dates jusqu'en novembre 2022 et ont une valeur nominale combinée de 161 millions \$. La juste valeur est évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants. Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2021, des pertes latentes de 11 millions \$ (2020 – profits latents de 11 millions \$) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

Swaps de taux d'intérêt

En 2021, ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt d'une valeur nominale totale de 375 millions \$ US pour gérer le risque de taux d'intérêt lié au refinancement de la dette à long terme échéant en novembre 2022. Les swaps ont une durée de cinq ans, incluent des clauses de résiliation anticipée obligatoire et seront résiliés au plus tard le 15 novembre 2022. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie fondée sur les taux LIBOR. Les profits et les pertes latents liés aux variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ils seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur la durée de la dette et ils n'ont pas été significatifs pour 2021.

Autres placements

ITC et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés. Ces placements comprennent des fonds communs de placement et des comptes du marché monétaire, qui sont comptabilisés à la juste valeur selon les cours sur des marchés actifs. Les profits et les pertes sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2021, des profits latents de 9 millions \$ (2020 – 7 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Juste valeur des instruments dérivés

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

<i>(en millions \$)</i>	Niveau 1'	Niveau 2'	Niveau 3'	Total
Au 31 décembre 2021				
Actif²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	78	—	78
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	16	—	16
Contrats de change, swaps sur rendement total et swaps de taux d'intérêt	23	2	—	25
Autres placements	137	—	—	137
	160	96	—	256
Passif³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	(46)	—	(46)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	(3)	—	(3)
	—	(49)	—	(49)
Au 31 décembre 2020				
Actif²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	38	—	38
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	6	—	6
Contrats de change et swaps sur rendement total	16	—	—	16
Autres placements	126	—	—	126
	142	44	—	186
Passif³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	(94)	—	(94)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	(12)	—	(12)
	—	(106)	—	(106)

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

2. La tranche courante est incluse au poste Débiteurs et autres actifs courants, et la tranche restante est incluse dans les autres actifs.

3. La tranche courante est incluse au poste Crédeurs et autres passifs courants, et la tranche restante est incluse dans les autres passifs.

Rapport de gestion

Volumes des dérivés

Aux 31 décembre	2021	2020
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	509	522
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	731	2 781
Swaps sur gaz (en PJ)	151	156
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (en PJ)	144	203
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 886	1 588
Swaps sur gaz (en PJ)	29	36

1. Les contrats d'énergie seront réglés à diverses dates jusqu'en 2029.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Exercices clos les 31 décembre (en millions \$, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Produits	9 448	8 935	8 783
Bénéfice net	1 405	1 389	1 852
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 231	1 209	1 655
BPA (en \$):			
De base	2,61	2,60	3,79
Dilué	2,61	2,60	3,78
Total de l'actif	57 659	55 481	53 404
Dette à long terme (excluant la tranche courante)	23 707	23 113	21 501
Dividendes déclarés (en \$):			
Par action ordinaire	2,080	1,965	1,855
Par action privilégiée de premier rang :			
Série F	1,2250	1,2250	1,2250
Série G	1,0983	1,0983	1,0983
Série H ¹	0,4588	0,5003	0,6250
Série I ²	0,3926	0,4987	0,7771
Série J	1,1875	1,1875	1,1875
Série K	0,9823	0,9823	0,9823
Série M ³	0,9783	0,9783	1,0133

1. Le dividende annuel par action a été rajusté et fixé à 0,4588 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} juin 2020 au 1^{er} juin 2025, exclusivement.

2. Le taux de dividende trimestriel variable est rajusté tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

3. Le dividende annuel par action a été rajusté et fixé à 0,9783 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} décembre 2019 au 1^{er} décembre 2024, exclusivement.

2021/2020

Pour une analyse des variations des produits, du bénéfice net, du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, du BPA, du total de l'actif et de la dette à long terme, se reporter aux rubriques « Aperçu du rendement » à la page 14, « Résultats d'exploitation » à la page 20 et « Situation financière » à la page 27.

2020/2019

La hausse des produits reflète : i) l'augmentation globale des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients; ii) la croissance de la base tarifaire; iii) l'augmentation des ventes d'électricité en raison des conditions météorologiques favorables en Arizona; et iv) l'ajustement favorable de 40 millions \$ au titre du RCP de base d'ITC relativement à des périodes antérieures en raison de la décision de mai 2020 de la FERC. La hausse a été partiellement contrebalancée par : i) un ajustement favorable de 91 millions \$ au titre du RCP de base d'ITC pour 2019 relativement à des périodes antérieures en raison de la décision rendue par la FERC en novembre 2019; et ii) la baisse des ventes en gros à court terme d'UNS Energy.

La diminution du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte d'éléments non récurrents importants, soit : i) un profit de 484 millions \$ à la cession de l'Expansion de Waneta en avril 2019; et ii) l'incidence nette de 56 millions \$ liée à la reprise de passifs accumulés de périodes antérieures par suite des décisions de novembre 2019 et de mai 2020 de la FERC à l'égard d'ITC.

Rapport de gestion

Compte non tenu des éléments non récurrents importants, la Société a enregistré une hausse de 94 millions \$ de son bénéfice en 2020, ce qui reflète : i) la croissance de la base tarifaire de 8,2 %; ii) une hausse des ventes au détail d'électricité d'UNS Energy, principalement attribuable aux conditions météorologiques; et iii) une hausse du bénéfice provenant du Belize, qui résulte principalement de l'augmentation de la production hydroélectrique. Le bénéfice a aussi été favorisé par la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek. Cette augmentation a été atténuée par les facteurs suivants : i) le report de la décision relative à la demande tarifaire générale de TEP, qui fait en sorte qu'un montant d'environ 1 milliard \$ de la base tarifaire n'est pas reflété dans les tarifs facturés aux clients en 2020; et ii) les répercussions de la pandémie de COVID-19, comme en témoignent la diminution des ventes dans les Caraïbes et l'augmentation des charges d'exploitation nettes, y compris de la charge liée aux pertes de crédit, principalement attribuable à Central Hudson et à UNS Energy.

Outre les facteurs susmentionnés ayant influé sur le bénéfice, la variation du BPA reflète une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable à l'émission d'actions ordinaires de la Société pour un montant de 1,2 milliard \$ au quatrième trimestre de 2019.

L'augmentation du total de l'actif est attribuable aux dépenses d'investissement engagées en 2020 et a été partiellement contrebalancée par l'incidence défavorable du change à la conversion des actifs libellés en dollars américains.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Ventes

(en GWh, sauf indication contraire)

	2021	2020	Écart
Entreprises de services publics réglementés			
UNS Energy			
Électricité au détail	2 206	2 345	(139)
Électricité en gros	1 749	1 871	(122)
Gaz naturel (en PJ)	5	5	—
Central Hudson			
Électricité	1 203	1 200	3
Gaz naturel (en PJ)	6	7	(1)
FortisBC Energy (en PJ)	74	67	7
FortisAlberta	4 147	4 138	9
FortisBC Electric	927	894	33
Autres entreprises d'électricité	2 449	2 362	87
Activités non réglementées			
Infrastructures énergétiques	13	103	(90)

La diminution des ventes d'électricité est attribuable à : i) UNS Energy, dont les ventes au détail d'électricité ont diminué en raison des températures plus douces et de la baisse des ventes en gros; et ii) BECOL, dont la production d'hydroélectricité au Belize a baissé en raison des variations du volume des précipitations. La diminution a été partiellement contrebalancée par la hausse des ventes d'électricité dans les Caraïbes qui reflète la poursuite de la reprise après les perturbations causées par la pandémie de COVID-19 en 2020.

L'augmentation des volumes de gaz est attribuable à la hausse de la consommation des clients résidentiels et commerciaux de FortisBC Energy en raison des températures plus froides.

Produits et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

(en millions \$, sauf indication contraire)

	Produits			Bénéfice		
	2021	2020	Écart	2021	2020	Écart
Entreprises de services publics réglementés						
ITC	418	419	(1)	103	109	(6)
UNS Energy	540	525	15	33	45	(12)
Central Hudson	283	242	41	39	35	4
FortisBC Energy	592	476	116	78	74	4
FortisAlberta	156	139	17	23	33	(10)
FortisBC Electric	133	117	16	14	13	1
Autres entreprises d'électricité	401	381	20	29	32	(3)
Activités non réglementées						
Infrastructures énergétiques	60	47	13	40	27	13
Siège social et autres	—	—	—	(31)	(37)	6
Total	2 583	2 346	237	328	331	(3)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)				473,7	465,8	7,9
BPA de base (en \$)				0,69	0,71	(0,02)

Rapport de gestion

La hausse des produits découle des facteurs suivants : i) l'augmentation globale des coûts transférés, principalement pour FortisBC Energy et Central Hudson; ii) la croissance de la base tarifaire; iii) la hausse des ventes d'électricité dans les Caraïbes qui reflète l'incidence de la pandémie de COVID-19 en 2020; et iv) les profits latents liés à la valeur de marché de contrats dérivés associés au gaz naturel à Aitken Creek. De nouveaux tarifs facturés aux clients et la hausse des produits tirés du transport de TEP ont aussi contribué à l'augmentation. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence défavorable du change.

La diminution du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'explique par les éléments suivants : i) la baisse du bénéfice en Arizona, attribuable à la diminution des ventes susmentionnée et les profits moins élevés sur certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse des produits tirés du transport; ii) le calendrier de comptabilisation du bénéfice de FortisAlberta, attribuable à la reprise d'une charge d'impôt sur le résultat au quatrième trimestre de 2020; iii) l'exécution de mécanismes réglementaires à Central Hudson; et iv) l'augmentation des charges non recouvrables d'ITC. La diminution du bénéfice au Belize et l'incidence du change ont également nuï au bénéfice pour le trimestre. La diminution du bénéfice a été partiellement contrebalancée par la croissance de la base tarifaire, la finalisation de la demande tarifaire de Central Hudson dont l'application sera rétroactive au 1^{er} juillet 2021 et l'incidence favorable de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés sur gaz naturel d'Aitken Creek.

La diminution du BPA de base reflète la baisse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et la hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

Flux de trésorerie

(en millions \$)

	2021	2020	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	225	494	(269)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	717	700	17
Activités d'investissement	(985)	(1 235)	250
Activités de financement	174	308	(134)
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	(18)	18
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	131	249	(118)

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté au cours du trimestre en raison des facteurs suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021; et iii) les variations favorables des reports réglementaires en raison du calendrier des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients. Ces augmentations ont été en grande partie contrebalancées par un paiement initial reçu par FortisAlberta au quatrième trimestre de 2020 en vertu d'une entente à long terme avec un détaillant d'énergie et par la baisse du taux de change en 2021.

Activités d'investissement

L'écart reflète la baisse des dépenses d'investissement, conformément au programme d'investissement de 2021 de la Société.

Activités de financement

Se reporter à la rubrique « Sommaire des flux de trésorerie » à la page 28.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Trimestres clos	Bénéfice net attribuable aux actionnaires			
	Produits (en millions \$)	ordinaires (en millions \$)	BPA de base (en \$)	BPA dilué (en \$)
le 31 décembre 2021	2 583	328	0,69	0,69
le 30 septembre 2021	2 196	295	0,63	0,62
le 30 juin 2021	2 130	253	0,54	0,54
le 31 mars 2021	2 539	355	0,76	0,76
le 31 décembre 2020	2 346	331	0,71	0,71
le 30 septembre 2020	2 121	292	0,63	0,63
le 30 juin 2020	2 077	274	0,59	0,59
le 31 mars 2020	2 391	312	0,67	0,67

Rapport de gestion

Habituellement, pour chaque année civile, les résultats trimestriels fluctuent surtout en fonction des saisons. Compte tenu de la nature diversifiée des filiales de la Société, le caractère saisonnier varie. Le bénéfice annuel des entreprises de services publics de gaz est en grande partie obtenu au cours des premier et quatrième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de chauffage. Le bénéfice des entreprises de services publics de distribution d'électricité aux États-Unis est généralement plus élevé au cours des deuxième et troisième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation.

Généralement, d'une année civile à l'autre, les résultats trimestriels reflètent : i) la croissance interne continue stimulée par le programme d'investissement de la Société; ii) les variations de température importantes par rapport aux normes saisonnières; iii) le calendrier et l'importance des décisions des organismes de réglementation; iv) les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien; v) les acquisitions et cessions; vi) dans le cas des produits, le transfert dans les tarifs facturés aux clients du coût des produits de base; et vii) dans le cas du BPA, l'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation.

Décembre 2021/décembre 2020

Se reporter à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » à la page 49.

Septembre 2021/septembre 2020

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le BPA de base sont demeurés relativement stables par rapport à la période correspondante de 2020. La croissance du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a été atténuée par la baisse du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien, qui a eu une incidence défavorable de 13 millions \$ sur le bénéfice.

Compte non tenu de l'incidence du taux de change, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 16 millions \$ en raison des facteurs suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) la hausse des ventes, en grande partie attribuable aux conditions météorologiques favorables, et le calendrier des dépenses de FortisAlberta; iii) la poursuite de la reprise dans les Caraïbes après les perturbations économiques causées par la pandémie de COVID-19 en 2020; et iv) un ajustement lié à l'amortissement des swaps de taux d'intérêt d'ITC. De nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021, ont aussi contribué aux résultats. L'augmentation du bénéfice a été partiellement contrebalancée par : i) la baisse des ventes en Arizona en raison des températures plus froides; ii) les pertes réalisées à l'égard des contrats de gaz naturel à Aitken Creek; et iii) le retard accusé par la demande tarifaire générale de Central Hudson. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD.

Juin 2021/juin 2020

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 21 millions \$ et le BPA de base a diminué de 0,05 \$, principalement en raison des facteurs suivants : i) la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien, donnant lieu à un écart défavorable de 24 millions \$; et ii) des éléments non récurrents importants totalisant 14 millions \$ comptabilisés au deuxième trimestre de 2020. Ces éléments non récurrents importants comprennent un ajustement au titre du RCP de base d'ITC, partiellement contrebalancé par la finalisation de la réforme fiscale américaine et des règlements connexes.

Compte non tenu de l'incidence du taux de change et des éléments non récurrents, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 17 millions \$ en raison des facteurs suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) la hausse du bénéfice en Arizona attribuable aux températures plus chaudes et aux nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, contrebalancée en partie par des charges d'exploitation plus élevées; et iii) la hausse du bénéfice dans les Caraïbes, reflétant la poursuite de la reprise après les perturbations économiques causées par la pandémie de COVID-19 en 2020. Cette croissance a en partie été contrebalancée par une baisse de l'économie d'impôt sur le résultat pour le secteur Siège social et par l'incidence de la comptabilisation à la valeur de marché de contrats dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable au RRD.

Mars 2021/mars 2020

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 43 millions \$ et le BPA de base a augmenté de 0,09 \$, principalement en raison de la croissance de la base tarifaire, des nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2021, et de la hausse de la production hydroélectrique au Belize. L'incidence des pertes sur les placements liés à la retraite et sur les contrats de change comptabilisés en mars 2020 en ce qui concerne UNS Energy et le secteur Siège social, respectivement, a également eu un effet bénéfique sur la variation d'un exercice à l'autre. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation principalement liée à l'entretien prévu en ce qui concerne la production d'UNS Energy et par l'incidence défavorable du change. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement attribuable au RRD.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES ET INTERSOCIÉTÉS

Les transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées au montant de la contrepartie convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune transaction entre parties liées significative en 2021 et en 2020.

Rapport de gestion

Les transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées qui ne sont pas éliminées au moment de la consolidation comprennent celles liées à la location de la capacité de stockage de gaz et les ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy. Ces transactions n'ont pas eu d'incidence significative sur le bénéfice consolidé, sur la situation financière consolidée ou sur les flux de trésorerie consolidés.

Au 31 décembre 2021, les débiteurs comprenaient 22 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (2020 – 28 millions \$).

Périodiquement, Fortis accorde à ses filiales du financement à court terme aux fins des dépenses d'investissement, des acquisitions et des besoins saisonniers en fonds de roulement, dont l'incidence est éliminée à la consolidation. En octobre 2021, Fortis a conclu une facilité de crédit à terme non renouvelable avec UNS Energy afin d'accorder un prêt d'un montant maximal de 175 millions \$ US, laquelle viendra à échéance en décembre 2022. Au 31 décembre 2021, des prêts intersectoriels de 126 millions \$ étaient en cours relativement à cette entente. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2021 et en 2020 n'étaient pas significatifs.

ÉVALUATION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES PAR LA DIRECTION

Contrôles et procédures de communication de l'information

Les contrôles et les procédures de communication de l'information sont conçus afin de fournir une assurance raisonnable que l'information devant être présentée dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation en valeurs mobilières est consignée, traitée, résumée et publiée dans les délais prescrits par les lois canadiennes et américaines sur les valeurs mobilières. Au 31 décembre 2021, sous la supervision de la direction de la Société et avec la participation de cette dernière, y compris le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances, une évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de la Société, tels qu'ils sont définis dans les lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada et aux États-Unis, a été effectuée. Selon cette évaluation, le président et chef de la direction et le vice-président directeur, directeur des finances, ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces au 31 décembre 2021.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le CIIF est un processus conçu par le chef de la direction et le directeur des finances de la Société, ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres membres du personnel de la Société pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière conformément aux PCGR des États-Unis. En raison de ses limites inhérentes, le CIIF pourrait ne pas prévenir ni détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

La direction de la Société, y compris le chef de la direction et le chef des finances de la Société, a évalué l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2021, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction a conclu qu'au 31 décembre 2021, le CIIF de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, aucun changement apporté au CIIF de la Société n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur son CIIF.

PERSPECTIVES

Les perspectives à long terme de la Société demeurent inchangées. Fortis continue d'accroître la valeur pour les actionnaires grâce à la mise en œuvre de son programme d'investissement, à l'équilibre et à la solidité de son portefeuille diversifié d'entreprises de services publics, ainsi qu'aux possibilités de croissance dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci. Malgré l'incertitude provoquée par la pandémie de COVID-19, la Société ne s'attend pas pour le moment à ce que celle-ci ait une incidence financière significative en 2022.

Fortis met en œuvre la transition vers un avenir énergétique plus propre et est en voie d'atteindre son objectif visant à réduire les émissions de carbone de 75 % à l'échelle de la Société d'ici 2035. Une fois cet objectif atteint, 99 % des actifs de la Société seront consacrés à la livraison d'énergie et à la production d'énergie renouvelable sans carbone.

Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 20 milliards \$ de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 31,1 milliards \$ en 2021 à 41,6 milliards \$ d'ici 2026, ce qui se traduit par un taux de croissance moyen composé sur cinq ans d'environ 6 %. Au-delà des investissements prévus dans son programme d'investissement sur cinq ans, Fortis continue d'explorer d'autres occasions d'investissement dans les infrastructures énergétiques.

Rapport de gestion

Les autres occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour faciliter la synergie de placements dans des infrastructures énergétiques plus propres relativement au plan de transport à long terme de MISO; les investissements dans des pipelines et dans l'infrastructure de GNL en Colombie-Britannique pour favoriser la résilience du gaz naturel; le projet transfrontalier entièrement autorisé de raccordement électrique sous le lac Érié en Ontario; et l'accélération des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

Fortis prévoit que la croissance à long terme de la base tarifaire se traduira par une croissance du bénéfice et du dividende. Fortis vise une croissance annuelle moyenne du dividende d'environ 6 % jusqu'en 2025. Ces prévisions de croissance du dividende sont fondées sur les hypothèses énumérées sous la rubrique « Informations prospectives ».

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Fortis inclut dans le rapport de gestion des informations prospectives au sens prévu par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables et des énoncés prospectifs au sens prévu par la Private Securities Litigation Reform Act of 1995 des États-Unis (collectivement, les « informations prospectives »). Les informations prospectives reflètent les attentes de la direction de Fortis à l'égard de la croissance future, des résultats d'exploitation, de la performance et des perspectives et occasions d'affaires. Dans la mesure du possible, les termes anticiper, croire, s'attendre à, projeter, estimer, prévoir, avoir l'intention de, planifier, cibler, y compris à la forme négative, et autres expressions similaires et certains verbes au futur ou au conditionnel comme pourrait et devrait sont utilisés pour désigner de l'information prospective, laquelle comprend, sans s'y limiter : la cible de croissance annuelle moyenne du dividende jusqu'en 2025; les dépenses d'investissement pour la période allant de 2022 à 2026; l'attente selon laquelle la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence financière significative en 2022 ni d'incidence sur le programme d'investissement sur cinq ans; la base tarifaire prévue et la croissance de la base tarifaire prévue pour la période allant de 2022 à 2026; l'attente selon laquelle la croissance à long terme de la base tarifaire favorisera la croissance du bénéfice et des dividendes; l'attente selon laquelle Fortis est en bonne position pour profiter des occasions sectorielles en évolution, y compris les occasions d'investissement additionnelles au-delà de ce qui est prévu dans le programme d'investissement; l'objectif de réduction des émissions de carbone d'ici 2035, la façon dont il devrait être atteint et la composition prévue de l'actif une fois cet objectif atteint; le calendrier prévu des mises à jour des travaux d'analyse des scénarios climatiques; le calendrier prévu pour l'atteinte des nouveaux objectifs en matière de diversité des membres du conseil; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des décisions réglementaires; les sources prévues ou potentielles de financement des charges d'exploitation, des charges d'intérêts et des programmes d'investissement; l'attente selon laquelle le maintien de la structure du capital ciblée des filiales réglementées en exploitation n'aura pas une incidence sur la capacité de la Société de verser des dividendes dans un avenir prévisible; les échéances et les remboursements de la dette à échéance fixe consolidée prévus au cours des cinq prochains exercices; l'attente selon laquelle la Société et ses filiales continueront d'avoir accès à des capitaux à long terme et continueront de respecter les clauses restrictives de leur dette en 2022; l'emploi prévu du produit des financements par emprunt; la structure du capital ciblée; et la nature et le calendrier, les avantages et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris les projets régionaux de transport à valeur multiple, le projet de conversion de transport, le projet Vail-to-Tortolita, le projet de mise à niveau du réseau à moyenne pression de la vallée du bas Fraser, le projet d'amélioration de la capacité dans l'Okanagan, le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain Woodfibre, le projet sur les capacités de gestion de l'intégrité du réseau de transport, le projet de mise à niveau des installations gazières des terres intérieures, la phase 1B du projet Tilbury, l'expansion de la capacité de stockage de GNL de Tilbury, le projet d'infrastructure de compteurs évolués, le projet Wataynikaneyap Transmission Power et d'autres occasions allant au-delà du programme d'investissement.

Les informations prospectives comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. Certains facteurs ou hypothèses significatifs ont été utilisés pour tirer les conclusions présentées dans les informations prospectives, y compris, sans s'y limiter : l'absence de répercussions significatives de la pandémie de COVID-19; la teneur raisonnable des décisions rendues et les perspectives de stabilité réglementaire; la mise en œuvre réussie du programme d'investissement sur cinq ans; l'absence de dépassements significatifs de projets d'investissement ou coûts de financement; le maintien des ressources humaines suffisantes pour offrir des services et mettre en œuvre le programme d'investissement; la réalisation d'occasions supplémentaires; la déclaration de dividende au gré du conseil 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 ou de bouleversement de l'environnement; 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; des liquidités et des sources de financement suffisantes; la capacité de couvrir l'exposition aux fluctuations des taux de change et des prix du gaz naturel et de l'électricité; 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; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux et des lois et règlements environnementaux qui pourraient avoir une incidence négative significative; 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; l'absence de modifications importantes aux lois fiscales et la possibilité de continuer de reporter les impôts sur le résultat des établissements à l'étranger de la Société; la maintenance constante de l'infrastructure de technologie de l'information et l'absence d'atteinte significative à la cybersécurité; et le maintien de relations favorables avec les peuples autochtones et de relations de travail favorables.

Fortis prévient le lecteur qu'un certain nombre de facteurs pourraient entraîner un écart significatif entre les résultats, la performance ou les réalisations réelles et ceux qui sont exprimés explicitement ou implicitement dans les informations prospectives. Ces facteurs doivent être examinés avec prudence, et le lecteur ne doit pas se fier indûment aux informations prospectives. Les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats ou événements s'écartent des prévisions actuelles sont décrits à la rubrique « Risques d'affaires » du présent rapport de gestion et dans d'autres 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 2022 comprennent, sans s'y limiter : l'incertitude entourant l'issue des instances réglementaires des entreprises de services publics de la Société; les risques liés aux changements climatiques, les risques physiques et l'interruption des services, y compris le risque lié à la cybersécurité; les risques liés aux lois et aux règlements en matière d'environnement; l'incidence de la variabilité des conditions climatiques et des saisons sur les besoins en chauffage et en climatisation, les volumes de distribution de gaz et la production d'hydroélectricité; les risques liés au caractère concurrentiel du gaz naturel; l'incidence de pandémies et de crises de santé publique, y compris la pandémie de COVID-19; les risques liés aux projets d'investissement et l'incidence sur la croissance continue de la Société; les risques liés à la volatilité des prix des produits de base et à l'approvisionnement en électricité; et les risques de taux d'intérêt et de change.

Toutes les informations prospectives contenues dans les présentes sont fournies au 10 février 2022. Fortis décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser ces informations prospectives, que ce soit en raison de nouveaux renseignements ou d'événements futurs.

GLOSSAIRE

AAPE : autres avantages postérieurs à l'emploi

AESO : Alberta Electric System Operator

Aitken Creek : Aitken Creek Gas Storage ULC, une filiale directe détenue à 93,8 % par FortisBC Holdings Inc.

AUC : Alberta Utilities Commission

Base tarifaire : la valeur stipulée du bien au moyen duquel une entreprise de services publics réglementés a le droit de générer un rendement spécifié conformément à sa structure réglementaire

BCUC : British Columbia Utilities Commission

BECOL : Belize Electric Company Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

Belize Electricity : Belize Electricity Limited, dans laquelle Fortis détient indirectement une participation de 33 %

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté : tel qu'il est présenté à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25

BPA : bénéfice par action ordinaire

BPA de base ajusté : le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires de base en circulation

Caribbean Utilities : Caribbean Utilities Company, Ltd., une filiale indirecte détenue à environ 60 % (au 31 décembre 2021) par Fortis, ainsi que sa filiale

CCNP : certificat de commodité et de nécessité publiques

Central Hudson : CH Energy Group, Inc., une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis ainsi que ses filiales, dont Central Hudson Gas & Electric Corporation

CEO : Commission de l'énergie de l'Ontario

Change : écart de change lié à la conversion des montants libellés en dollars américains. Le change est calculé en appliquant la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien au solde en dollars américains de la période précédente

CIIF : contrôle interne à l'égard de l'information financière

Conseil : conseil d'administration de la Société

DBRS Morningstar : DBRS Limited

Décision de mai 2020 de la FERC : ordonnance émise par la FERC en mai 2020 lors de la nouvelle audience portant sur la décision de novembre 2019 de la FERC, aux termes de laquelle le RCP de base des filiales d'ITC membres de MISO a été augmenté par rapport à celui fixé dans l'ordonnance de novembre 2019

Dépenses d'investissement : décaissements pour les entrées d'immobilisations corporelles et d'immobilisations incorporelles, tel qu'il est présenté dans les états financiers annuels de 2021, et quote-part de 39 % revenant à Fortis des dépenses d'investissement pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25

États financiers annuels de 2021 : les états financiers consolidés audités de la Société et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

Expansion de Waneta : installation de production d'hydroélectricité de l'Expansion de Waneta, dans laquelle Fortis détenait une participation donnant le contrôle de 51 % avant avril 2019

FERC : Federal Energy Regulatory Commission

Fortis : Fortis Inc.

FortisAlberta : FortisAlberta Inc., une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

FortisBC Electric : FortisBC Inc., une filiale directe entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

FortisBC Energy : FortisBC Energy Inc., une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

FortisOntario : FortisOntario Inc., une filiale directe entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

FortisTCI : FortisTCI Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales

Four Corners : unités 4 et 5 de la centrale Four Corners

GES : gaz à effet de serre

GNL : gaz naturel liquéfié

GNR : gaz naturel renouvelable

GWh : gigawattheure(s)

Incidence défavorable significative : incidence défavorable significative sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière et les liquidités de la Société, sur une base consolidée

ITC : ITC Investment Holdings Inc., une filiale indirecte détenue à 80,1 % par Fortis, ainsi que ses filiales, dont International Transmission Company, Michigan Electric Transmission Company, LLC, ITC Midwest LLC et ITC Great Plains, LLC

kV : kilovolt

LIBOR : taux interbancaire offert à Londres

Luna : installation Luna Energy

Maritime Electric : Maritime Electric Company, Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis : mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée aux termes des PCGR des États-Unis

MISO : Midcontinent Independent System Operator, Inc.

Moody's : Moody's Investor Services, Inc.

MW : mégawatt(s)

Navajo : centrale Navajo

Newfoundland Power : Newfoundland Power Inc., une filiale directe entièrement détenue de Fortis

NYSE : Bourse de New York

Rapport de gestion

Pandémie de COVID-19 : déclarée par l'Organisation mondiale de la Santé en mars 2020 en raison d'un nouveau coronavirus

PCGR des États-Unis : principes comptables généralement reconnus aux États-Unis

PFUPC : provision pour fonds utilisés pendant la construction

PJ : pétajoule(s)

PGRC : programme de gestion des risques liés à la cybersécurité

Programme d'investissement : dépenses d'investissement prévues. Représente une mesure financière non conforme aux PCGR des États-Unis, calculée de la même manière que les dépenses d'investissement

Projets d'investissement majeurs : projets, autres que les projets de maintenance en cours, dont le coût individuel est de 200 millions \$ ou plus

PSC : la Public Service Commission de l'État de New York

RAB : taux de rendement des actifs sur la base tarifaire

Rapport de gestion : le rapport de gestion de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

Ratio de distribution ajusté : le dividende par action ordinaire divisé par le BPA de base ajusté, tel qu'il est présenté à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 25

Ratio de distribution réel : le dividende par action ordinaire divisé par le BPA de base

RCP : taux de rendement des capitaux propres ordinaires

Rendement total pour l'actionnaire : mesure du rendement pour les actionnaires ordinaires exprimée au moyen de l'appréciation du cours de l'action et des dividendes (en supposant le réinvestissement) enregistrés sur une période précise relativement au cours de l'action au début de la période

RRD : régime de réinvestissement des dividendes

S&P : Standard & Poor's Financial Services LLC

San Juan : unité 1 de la centrale San Juan

SEDAR : Système électronique de données, d'analyse et de recherche du Canada

SIERE : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

Société : Fortis Inc.

Société en commandite Wataynikaneyap : Wataynikaneyap Power Limited Partnership

Springerville : centrale de Springerville

Sundt : centrale H. Wilson Sundt

TAR : tarification axée sur le rendement

Taux de croissance moyen composé : taux de croissance moyen composé d'un élément donné obtenu en appliquant la formule $(VF/VD)^{1/N} - 1$, compte tenu des variables suivantes : i) VF = valeur finale de l'élément; ii) VD = valeur de départ de l'élément; iii) N = nombre de périodes. Calculé à partir d'un taux de change constant entre le dollar américain et le dollar canadien

TEP : Tucson Electric Power Company, une filiale directe entièrement détenue d'UNS Energy

TSX : Bourse de Toronto

UNS Energy : UNS Energy Corporation, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis, ainsi que ses filiales, dont TEP, UNS Electric, Inc. et UNS Gas, Inc.

Table des matières

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	56	NOTE 9	Autres actifs.....	79
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant (« ID PCAOB n° 01208 ») – Opinion sur les états financiers.....	57	NOTE 10	Immobilisations corporelles.....	79
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	59	NOTE 11	Immobilisations incorporelles.....	81
Bilans consolidés.....	60	NOTE 12	Goodwill.....	81
États consolidés du résultat net.....	61	NOTE 13	Créditeurs et autres passifs courants.....	81
États consolidés du résultat global.....	61	NOTE 14	Dettes à long terme.....	82
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	62	NOTE 15	Contrats de location.....	84
États consolidés des variations des capitaux propres.....	63	NOTE 16	Autres passifs.....	86
Notes annexes		NOTE 17	Bénéfice par action ordinaire.....	86
NOTE 1 Description des activités.....	64	NOTE 18	Actions privilégiées.....	87
NOTE 2 Réglementation.....	65	NOTE 19	Cumul des autres éléments du résultat global.....	88
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables.....	67	NOTE 20	Régimes de rémunération fondée sur des actions.....	88
NOTE 4 Information sectorielle.....	74	NOTE 21	Autres produits, montant net.....	90
NOTE 5 Produits.....	76	NOTE 22	Impôt sur le résultat.....	91
NOTE 6 Débiteurs et autres actifs courants.....	77	NOTE 23	Avantages du personnel futurs.....	92
NOTE 7 Stocks.....	77	NOTE 24	Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie.....	96
NOTE 8 Actifs et passifs réglementaires.....	78	NOTE 25	Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque.....	96
		NOTE 26	Engagements et éventualités.....	100

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

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

La direction de la Société, y compris son chef de la direction et son chef des finances, a évalué l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2021, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. Compte tenu de son évaluation, la direction a conclu qu'au 31 décembre 2021, le CIIF de la Société était efficace.

Le CIIF de la Société a été audité au 31 décembre 2021 par Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a émis une opinion sans réserve pour ces deux audits.

Le 10 février 2022



Le président et chef de la direction, Fortis Inc.,
David G. Hutchens
St. John's, Canada



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

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au conseil d'administration de Fortis Inc.

Opinion sur les états financiers

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de Fortis Inc. et ses filiales (la « Société ») aux 31 décembre 2021 et 2020, et les états consolidés du résultat net, les états consolidés du résultat global, les tableaux consolidés des flux de trésorerie et les états consolidés des variations des capitaux propres connexes pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2021 ainsi que les notes y afférentes (appelés collectivement les « états financiers »). À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2021 et 2020, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2021 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

Nous avons également audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2021 conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB »), selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission et nous avons exprimé dans notre rapport daté du 10 février 2022 une opinion sans réserve sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

Fondement de l'opinion

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

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

Éléments critiques de l'audit

Les éléments critiques de l'audit indiqués ci-dessous sont des questions qui ont été soulevées lors de l'audit des états financiers de la période considérée, qui ont été communiquées ou qui devaient être communiquées au comité d'audit, et qui 1) sont liées à des comptes ou à des informations significatifs au regard des états financiers et 2) ont nécessité l'exercice d'un jugement particulièrement complexe ou subjectif de notre part. La communication d'éléments critiques de l'audit ne modifie aucunement notre opinion sur les états financiers, dans leur ensemble, et en présentant les éléments critiques de l'audit ci-dessous, nous n'exprimons pas d'opinions distinctes sur les éléments critiques de l'audit ni sur les comptes ou les informations auxquels ils se rapportent.

Évaluation de la dépréciation du goodwill – se reporter aux notes 3 et 12 des états financiers

Description de l'élément critique de l'audit

La Société évalue la dépréciation du goodwill sur une base annuelle et lorsque des événements ou des changements indiquent que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. La direction a déterminé qu'aucune dépréciation n'a été comptabilisée à l'issue de l'évaluation annuelle courante.

La direction procède à l'évaluation au moyen de l'approche par le résultat qui repose sur des estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude. Celles qui comportent le degré le plus élevé de subjectivité et l'incidence la plus importante sont les taux de croissance et d'actualisation supposés. L'audit de ces estimations et de ces hypothèses nécessite un degré élevé de jugement et un travail d'audit plus étendu, notamment le recours à un spécialiste de la juste valeur.

Façon dont l'élément critique de l'audit a été traité dans le cadre de l'audit

Nos procédures d'audit liées au taux de croissance et au taux d'actualisation auxquels a eu recours la direction pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation acquises plus récemment ont notamment inclus les aspects suivants :

- L'évaluation de l'efficacité des contrôles à l'égard de la juste valeur estimée des unités d'exploitation, y compris l'examen et l'approbation des taux de croissance et des taux d'actualisation choisis par la direction.
- L'évaluation de la capacité de la direction à prévoir le taux de croissance avec exactitude en :
 - Évaluant la méthodologie utilisée par la direction pour déterminer le taux de croissance;
 - Comparant les hypothèses de la direction aux données historiques et aux tendances du marché disponibles.
- L'évaluation du caractère raisonnable du taux d'actualisation avec l'aide du spécialiste de la juste valeur :
 - En testant les informations sources qui sous-tendent la détermination du taux d'actualisation;
 - En établissant une fourchette d'estimations indépendantes et en comparant celles-ci avec les taux d'actualisation sélectionnés par la direction.

Incidence de la réglementation des tarifs sur les états financiers – se reporter aux notes 2, 3 et 8 des états financiers

Description de l'élément critique de l'audit

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont assujetties à un contrôle de la réglementation des tarifs et du bénéfice annuel de la part des autorités de réglementation fédérales, étatiques et provinciales dont la compétence s'étend aux États-Unis et au Canada. Les tarifs et le bénéfice connexe des entreprises de services publics réglementés de la Société sont calculés d'après la réglementation fondée sur le coût du service, parfois au moyen de mécanismes de tarification axée sur le rendement. La réglementation des tarifs repose sur le recouvrement intégral de manière prudente des coûts engagés et sur un taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou un taux de rendement des actifs sur la base tarifaire (« RAB ») raisonnable. Les décisions réglementaires peuvent avoir une incidence sur le recouvrement opportun des coûts et le RCP ou le RAB approuvé par l'autorité de réglementation. La comptabilisation des aspects économiques de la réglementation des tarifs a une incidence sur plusieurs postes et informations à fournir dans les états financiers, notamment les immobilisations corporelles, les actifs et passifs réglementaires, les produits et charges d'exploitation, l'impôt sur le résultat et la dotation à l'amortissement.

Nous avons identifié l'incidence de la réglementation des tarifs comme un élément critique de l'audit en raison d'importants jugements portés par la direction pour étayer ses assertions relatives aux soldes de comptes et aux informations à fournir touchés ainsi que du degré élevé de subjectivité associé à l'évaluation de l'incidence potentielle de toute nouvelle disposition réglementaire sur les états financiers. Les jugements portés par la direction incluent l'évaluation de la probabilité de recouvrement des coûts engagés ou d'un remboursement aux clients dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Bien que les entreprises de services publics réglementés de la Société aient indiqué qu'elles s'attendent à recouvrer les coûts de leurs clients à même les tarifs réglementés, il existe un risque que l'autorité de réglementation respective n'approuve pas le recouvrement intégral des coûts engagés ni un RCP ou un RAB raisonnable. L'audit de ces questions exige de porter un jugement particulièrement subjectif et de posséder des connaissances comptables spécialisées sur la réglementation des tarifs en raison des complexités inhérentes aux différents territoires concernés.

Façon dont l'élément critique de l'audit a été traité dans le cadre de l'audit

Nos procédures d'audit liées à la probabilité de recouvrement des coûts engagés ou d'un remboursement aux clients dans le cadre du processus d'établissement des tarifs incluent, mais sans s'y limiter, ce qui suit :

- L'évaluation de l'efficacité des contrôles à l'égard de la surveillance et de l'évaluation de l'évolution réglementaire pouvant avoir une incidence sur la probabilité de recouvrement des coûts à même les tarifs futurs ou sur une baisse future des tarifs.
- L'examen des ordonnances, des lois et des interprétations réglementaires pertinentes ainsi que des notes de procédures, des documents déposés par les entreprises de services publics et les intervenants ainsi que d'autres informations publiées en vue de déterminer la probabilité du recouvrement à même les tarifs futurs ou d'une baisse future des tarifs et la capacité à réaliser un RCP ou un RAB raisonnable.
- Pour les questions réglementaires en cours, l'inspection des documents déposés par les entreprises de services publics réglementés afin de déterminer s'ils contiennent des éléments probants qui pourraient contredire les assertions de la direction. Nous avons obtenu une analyse de la part de la direction ainsi que des lettres des conseillers juridiques internes et externes, au besoin, concernant le recouvrement des coûts ou une baisse future des tarifs.
- L'évaluation des informations présentées par la Société sur l'incidence de la réglementation des tarifs, y compris les soldes comptabilisés et l'évolution réglementaire.



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

St. John's, Canada
Le 10 février 2022

Nous agissons en tant qu'auditeur de la Société depuis 2017.

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au conseil d'administration de Fortis Inc.

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

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Fortis Inc. et ses filiales (la « Société ») au 31 décembre 2021, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (« COSO »). À notre avis, la Société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2021, d'après les critères énoncés dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Nous avons également audité les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2021 et pour l'exercice clos à cette date conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB »), et nous avons exprimé dans notre rapport daté du 10 février 2022 une opinion sans réserve sur ces états financiers.

Fondement de l'opinion

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

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

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

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus, et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

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



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

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 10 février 2022

BILANS CONSOLIDÉS

FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2021	2020
ACTIF		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	131 \$	249 \$
Débiteurs et autres actifs courants (note 6)	1 511	1 369
Charges payées d'avance	116	102
Stocks (note 7)	478	422
Actifs réglementaires (note 8)	492	470
Total des actifs courants	2 728	2 612
Autres actifs (note 9)	955	670
Actifs réglementaires (note 8)	3 097	3 118
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	37 816	35 998
Immobilisations incorporelles, montant net (note 11)	1 343	1 291
Goodwill (note 12)	11 720	11 792
Total de l'actif	57 659 \$	55 481 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs courants		
Emprunts à court terme (note 14)	247 \$	132 \$
Créditeurs et autres passifs courants (note 13)	2 570	2 321
Passifs réglementaires (note 8)	357	441
Tranche courante de la dette à long terme (note 14)	1 628	1 254
Total des passifs courants	4 802	4 148
Passifs réglementaires (note 8)	2 865	2 662
Impôt différé (note 22)	3 627	3 344
Dette à long terme (note 14)	23 707	23 113
Contrats de location-financement (note 15)	333	331
Autres passifs (note 16)	1 409	1 599
Total du passif	36 743	35 197
Engagements et éventualités (note 26)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹	14 237	13 819
Actions privilégiées (note 18)	1 623	1 623
Surplus d'apport	10	11
Cumul des autres éléments (de perte globale) de bénéfice global (note 19)	(40)	34
Bénéfices non distribués	3 458	3 210
Capitaux propres	19 288	18 697
Participations ne donnant pas le contrôle	1 628	1 587
Total des capitaux propres	20 916	20 284
Total du passif et des capitaux propres	57 659 \$	55 481 \$

1. Sans valeur nominale. Nombre illimité d'actions autorisées; 474,8 millions et 466,8 millions d'actions émises et en circulation aux 31 décembre 2021 et 2020, respectivement.

Approuvés au nom du conseil d'administration,



Douglas J. Haughey,
Administrateur



Maura J. Clark,
Administratrice

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT NET

FORTIS INC.

	2021	2020
<i>Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Produits (note 5)	9 448 \$	8 935 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	2 951	2 562
Charges d'exploitation	2 523	2 437
Amortissements	1 505	1 428
Total des charges	6 979	6 427
Bénéfice d'exploitation	2 469	2 508
Autres produits, montant net (note 21)	173	154
Charges financières	1 003	1 042
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 639	1 620
Charge d'impôt sur le résultat (note 22)	234	231
Bénéfice net	1 405 \$	1 389 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	111 \$	115 \$
Actionnaires privilégiés	63	65
Actionnaires ordinaires	1 231	1 209
	1 405 \$	1 389 \$
Bénéfice par action ordinaire (note 17)		
De base	2,61 \$	2,60 \$
Dilué	2,61 \$	2,60 \$

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	2021	2020
<i>Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice net	1 405 \$	1 389 \$
Autres éléments de perte globale		
Pertes de change latentes, déduction faite des activités de couverture et de la charge d'impôt sur le résultat de 2 millions \$ et de 3 millions \$, respectivement	(93)	(311)
Autres, déduction faite de la charge (l'économie) d'impôt sur le résultat de 3 millions \$ et de (9) millions \$, respectivement	8	(27)
	(85)	(338)
Bénéfice global	1 320 \$	1 051 \$
Bénéfice global attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	100 \$	79 \$
Actionnaires privilégiés	63	65
Actionnaires ordinaires	1 157	907
	1 320 \$	1 051 \$

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

FORTIS INC.

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

	2021	2020
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 405 \$	1 389 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	1 313	1 282
Amortissement – immobilisations incorporelles	136	131
Amortissement – autres	56	15
Charge d'impôt différé (note 22)	147	226
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 21)	(77)	(78)
Autres	71	170
Variation du fonds de roulement (note 24)	(144)	(434)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	2 907	2 701
Activités d'investissement		
Entrées d'immobilisations corporelles	(3 189)	(3 857)
Entrées d'immobilisations incorporelles	(197)	(182)
Apports sous forme d'aide à la construction	93	68
Autres	(195)	(161)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(3 488)	(4 132)
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 14)	1 324	3 470
Remboursements de la dette à long terme et des contrats de location-financement	(634)	(1 251)
Emprunts sur les facilités de crédit engagées	5 082	5 648
Remboursements sur les facilités de crédit engagées	(4 749)	(5 299)
Variation des emprunts à court terme, montant net	115	(413)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	60	58
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(608)	(786)
Actions privilégiées	(63)	(65)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(58)	(65)
Autres	(18)	30
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	451	1 327
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	12	(17)
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(118)	(121)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	249	370
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	131 \$	249 \$

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 24)

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

FORTIS INC.

*Pour les exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf le nombre d'actions)*

	Actions ordinaires (en millions)	Actions ordinaires	Actions privilégiées (note 18)	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global (note 19)	Bénéfices non distribués	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Au 31 décembre 2020	466,8	13 819 \$	1 623 \$	11 \$	34 \$	3 210 \$	1 587 \$	20 284 \$
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 294	111	1 405
Autres éléments de perte globale	—	—	—	—	(74)	—	(11)	(85)
Actions ordinaires émises	8,0	418	—	(2)	—	—	—	416
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(58)	(58)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (2,08 \$ par action)	—	—	—	—	—	(983)	—	(983)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(63)	—	(63)
Autres	—	—	—	1	—	—	(1)	—
Au 31 décembre 2021	474,8	14 237 \$	1 623 \$	10 \$	(40) \$	3 458 \$	1 628 \$	20 916 \$
Au 31 décembre 2019	463,3	13 645 \$	1 623 \$	11 \$	336 \$	2 916 \$	1 582 \$	20 113 \$
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 274	115	1 389
Autres éléments de perte globale	—	—	—	—	(302)	—	(36)	(338)
Actions ordinaires émises	3,5	174	—	(3)	—	—	—	171
Avances consenties aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(13)	(13)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(65)	(65)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (1,965 \$ par action)	—	—	—	—	—	(915)	—	(915)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(65)	—	(65)
Autres	—	—	—	3	—	—	4	7
Au 31 décembre 2020	466,8	13 819 \$	1 623 \$	11 \$	34 \$	3 210 \$	1 587 \$	20 284 \$

Se reporter aux notes annexes.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

Entreprises de services publics réglementés

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

ITC possède et exploite des lignes de transport à haute tension dans la péninsule inférieure du Michigan ainsi que dans des parties de l'Iowa, du Minnesota, de l'Illinois, du Missouri, du Kansas et de l'Oklahoma.

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

TEP, la plus importante filiale en exploitation d'UNS Energy, et UNS Electric sont des entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées verticalement. Elles produisent et transportent de l'électricité, qu'elles distribuent à des clients de détail dans le sud-est de l'Arizona, y compris dans la grande région métropolitaine de Tucson, dans le comté de Pima, de même que dans certaines zones du comté de Cochise et dans les comtés de Santa Cruz et de Mohave. TEP vend également de l'électricité à d'autres entités situées dans l'ouest des États-Unis. Ensemble, elles détiennent une capacité de production de 3 485 mégawatts (« MW »), y compris 53 MW de capacité de production d'énergie solaire et une capacité de production d'énergie éolienne de 252 MW. Plusieurs des actifs de production dans lesquels elles détiennent une participation sont détenus en propriété conjointe.

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

Central Hudson : CH Energy Group, Inc., qui englobe principalement Central Hudson Gas & Electric Corporation. Central Hudson est une entreprise de services publics réglementés de transport et de distribution d'électricité et de gaz qui sert des parties de la région médiane de la vallée de l'Hudson dans l'État de New York. Elle détient une capacité de production hydroélectrique et alimentée au gaz totalisant 65 MW.

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

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

FortisBC Electric : FortisBC Inc. est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée qui exerce ses activités dans la région intérieure sud de la Colombie-Britannique. Elle possède quatre centrales hydroélectriques dont la puissance combinée s'élève à 225 MW. La société fournit également des services d'exploitation, de maintenance et de gestion relativement à cinq centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique appartenant à des tiers.

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

Newfoundland Power est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, avec une capacité de production de 143 MW, dont 97 MW provient d'installations hydroélectriques. Maritime Electric est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »), avec une capacité de production sur l'Île de 130 MW. FortisOntario se compose de trois entreprises de services publics réglementés d'électricité qui fournissent des services à des clients de Fort Erie, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario, avec une capacité de production de 5 MW. La société en commandite Wataynikaneyap est un partenariat entre 24 collectivités des Premières Nations, Fortis et Algonquin Power & Utilities Corp., dont le mandat est de relier des collectivités des Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario au moyen de l'installation de nouvelles lignes de transport.

Caribbean Utilities est une société de services publics réglementés d'électricité intégrée et l'unique fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, grâce à sa capacité de production au diesel de 161 MW. FortisTCl se compose de deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles Turks et Caïcos et a une capacité de production au diesel de 94 MW. Belize Electricity est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

Activités non réglementées

Infrastructures énergétiques : Actifs de production visés par des contrats à long terme au Belize et installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek ») en Colombie-Britannique. Les actifs de production au Belize se composent de trois centrales hydroélectriques d'une capacité de production combinée de 51 MW, détenues par Belize Electric Company Limited (« BECOL »), filiale indirecte entièrement détenue de la Société. La production est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAE ») de 50 ans. Fortis détient une participation indirecte de 93,8 % dans Aitken Creek, la participation restante étant détenue par BP Canada Energy Company. Aitken Creek est la seule installation de stockage souterrain de gaz en Colombie-Britannique, avec une capacité de 77 milliards de pieds cubes.

Siège social et autres : Secteur qui permet de saisir les charges et les produits qui ne sont pas précisément liés à un secteur à présenter, de même que les activités qui se trouvent sous le seuil requis aux fins de la présentation de l'information sectorielle, y compris les charges nettes du siège social et des charges des activités de société de portefeuille non réglementées de Fortis.

2. RÉGLEMENTATION

Généralités

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

En vertu de la réglementation fondée sur le coût du service, les autorités de réglementation établissent les tarifs facturés aux clients de façon à permettre un recouvrement raisonnable, en temps opportun, des coûts de prestation estimatifs du service, y compris un taux de rendement juste selon une structure du capital réglementaire réputée ou ciblée appliquée à la valeur de l'actif réglementaire autorisée (« base tarifaire »). Selon les mécanismes de TAR, la formule généralement appliquée tient compte de l'inflation et des améliorations présumées de la productivité pour une durée déterminée.

La capacité de recouvrer de manière prudente les coûts engagés dans la prestation des services et de réaliser le taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») ou le taux de rendement des actifs sur la base tarifaire (« RAB »), approuvés par l'autorité de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. Il peut y avoir différents degrés de décalage attribuables à la réglementation entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients.

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

2. RÉGLEMENTATION (suite)

Nature de la réglementation

Services publics réglementés	Autorité de réglementation	Capitaux propres ordinaires autorisés (en %)	RCP autorisé ⁴ (en %)		Principales caractéristiques
			2021	2020	
ITC ²	Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »)	60,0	10,77	10,77	Tarifs établis selon une formule fondée sur les coûts, avec mécanisme d'ajustement annuel ³ Suppléments incitatifs
TEP	Arizona Corporation Commission (« ACC ») ⁴ FERC	53,0 ⁵	9,15 ⁵	9,75 ⁵	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin historique Tarifs de transport établis selon une formule
UNS Electric	ACC	52,8	9,50	9,50	
UNS Gas	ACC	50,8	9,75	9,75	
Central Hudson ⁶	New York State Public Service Commission (« PSC »)	50,0	9,00	8,80	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
FortisBC Energy	British Columbia Utilities Commission (« BCUC »)	38,5	8,75	8,75	Réglementation fondée sur le coût du service, avec composantes établies selon une formule et incitatifs ⁷
FortisBC Electric	BCUC	40,0	9,15	9,15	Année témoin future
FortisAlberta	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	37,0	8,50	8,50	TAR ⁸
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities	45,0	8,50	8,50	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
Maritime Electric	Commission de réglementation et d'appels de l'île	40,0	9,35	9,35	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
FortisOntario ⁹	Commission de l'énergie de l'Ontario	40,0	8,52-9,30	8,52-9,30	Réglementation fondée sur le coût du service, avec mécanismes incitatifs
Caribbean Utilities ¹⁰	Utility Regulation and Competition Office	s.o.	6,00-8,00	6,75-8,75	Réglementation fondée sur le coût du service Mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés
FortisTCl ¹¹	Gouvernement des îles Turks et Caicos	s.o.	15,00-17,50	15,00-17,50	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin historique

- RAB pour Caribbean Utilities et FortisTCl.
- Comprend les capitaux propres ordinaires autorisés et le RCP de base ainsi que les suppléments incitatifs pour ITC Transmission, METC et ITC Midwest. Se reporter à « Faits nouveaux importants en matière de réglementation » ci-après.
- L'ajustement annuel est recouvré ou remboursé à même les tarifs des deux années subséquentes.
- Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, rendement des capitaux propres approuvé de 9,15 % avec rendement de 0,20 % sur l'écart d'évaluation. La composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital pour 2020 s'est établie à 50 %.
- La composante capitaux propres ordinaires autorisés pour les tarifs de transport de la FERC est établie selon une formule et est mise à jour annuellement en fonction du ratio des capitaux propres réel de TEP. Se reporter à la rubrique « Faits nouveaux importants en matière de réglementation » ci-après.
- Le pourcentage des capitaux propres ordinaires autorisés est mis à jour chaque année le 1^{er} juillet. Se reporter à la rubrique « Faits nouveaux importants en matière de réglementation » ci-après.
- La formule et les incitatifs ont été établis jusqu'en 2024. Se reporter à la rubrique « Faits nouveaux importants en matière de réglementation » ci-après.
- FortisAlberta est assujettie à la TAR, y compris les mécanismes liés aux coûts transférés et aux dépenses d'investissement qui ne sont pas autrement recouvrés au moyen des tarifs facturés aux clients. L'actuelle période d'application de la TAR de FortisAlberta prendra fin le 31 décembre 2022. Se reporter à « Faits nouveaux importants en matière de réglementation » ci-après.
- Deux des entreprises de services publics de FortisOntario ont recours à la réglementation fondée sur le coût du service avec mécanismes incitatifs, tandis que l'autre entreprise de services publics est assujettie à un accord de concession de 35 ans expirant en 2033.
- Mène ses activités en vertu de licences du gouvernement des îles Caïmans. Sa licence de transport et de distribution exclusive est en vigueur pour une période initiale de 20 ans; elle arrivera à expiration en avril 2028 et comporte une disposition de renouvellement automatique. Sa licence de production non exclusive a une durée de 25 ans et arrivera à expiration en novembre 2039.
- Exerce ses activités en vertu de licences de 50 ans accordées par le gouvernement des îles Turks et Caicos arrivant respectivement à expiration en 2036 et en 2037.

Faits nouveaux importants en matière de réglementation

ITC

Mesures incitatives liées au transport d'électricité : En avril 2021, la FERC a publié un nouvel avis d'ébauche de règle portant sur les mesures incitatives au transport, qui modifie la proposition contenue dans l'avis d'ébauche de règle initial publié en mars 2020. Le nouvel avis d'ébauche de règle propose l'élimination du supplément incitatif au titre du RCP de 50 points de base offert par l'organisme de transport régional aux membres qui en font partie depuis plus de trois ans, comme ITC. En juin 2021, ITC a déposé ses commentaires sur le nouvel avis d'ébauche de règle, exprimant son soutien au maintien du supplément incitatif au titre du RCP offert par l'organisme de transport régional aux membres. Les délais dont dispose la FERC pour édicter une règle définitive dans le cadre de cette instance ainsi que l'issue probable et les répercussions éventuelles pour Fortis sont inconnus à l'heure actuelle.

2. RÉGLEMENTATION (suite)

UNS Energy

Demande de révision de tarifs de la FERC : En 2019, la FERC a émis une ordonnance en vertu de laquelle elle accepte les tarifs de transport établis selon une formule proposés par TEP, qui peuvent donner lieu à un remboursement à la suite des procédures d'audience et de règlement. Un règlement de principe a été conclu en août 2021, et une entente de règlement prévoyant notamment un RCP de 9,79 % a été déposée auprès de la FERC en décembre 2021. Jusqu'à la conclusion de l'instance, les tarifs facturés aux clients continuent d'être facturés en vertu de l'ordonnance émise par la FERC en 2019 et peuvent toujours donner lieu à un remboursement dans l'attente de l'ordonnance définitive. Le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant.

Central Hudson

Demande tarifaire générale : En novembre 2021, la PSC a approuvé un plan tarifaire triennal pour Central Hudson, dont l'application sera rétroactive au 1^{er} juillet 2021, notamment un RCP de 9,0 % et une composante capitaux propres de la structure du capital de 50 % qui diminuera de 1 % chaque année pour s'établir à 48 % au cours de la troisième année du plan tarifaire. Le plan tarifaire triennal prévoit également le recours aux soldes réglementaires existants ainsi qu'à d'autres mesures visant à atténuer l'incidence sur les factures des clients, le recouvrement des charges financières qui n'avaient pas été facturées aux clients depuis le deuxième trimestre de 2020, de même que la mise en œuvre de projets en vue d'atteindre les objectifs de l'État de New York en matière de climat.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

Instance liée au coût du capital générique : En janvier 2021, la BCUC a annoncé qu'elle amorçait une instance liée au coût du capital générique, laquelle comprend un examen de la composante capitaux propres de la structure du capital ainsi que du RCP autorisé. Le calendrier et l'issue de cette instance, y compris la date d'entrée en vigueur de tout changement du coût du capital pour 2022 ou par la suite, demeurent inconnus pour l'instant.

FortisAlberta

Instance liée au coût du capital générique de 2022 : En mars 2021, l'AUC a conclu l'instance liée au coût du capital générique de 2022 et a prorogé le RCP autorisé existant de 8,5 % au moyen d'une composante capitaux propres de la structure du capital de 37 % jusqu'en 2022.

Demande relative au coût du service générique de 2023 : L'année 2022 est la dernière de la deuxième période d'application de la TAR de FortisAlberta. En juin 2021, l'AUC a publié une décision qui confirme l'approche devant être adoptée par les entreprises de services publics de distribution de l'Alberta en vue de 2023, soit l'année de l'ajustement du coût du service. En novembre 2021, FortisAlberta a déposé sa demande relative au coût du service générique de 2023, et une décision devrait être rendue au troisième trimestre de 2022.

Instance liée au coût du capital générique de 2023-2024 : En janvier 2022, l'AUC a amorcé une instance en vue d'établir les paramètres du coût du capital pour 2023 et d'examiner la possibilité d'adopter une approche pour fixer le RCP autorisé qui soit fondée sur une formule à compter de 2024. L'AUC envisage de proroger le RCP autorisé existant de 8,5 % au moyen d'une composante capitaux propres de la structure du capital de 37 % jusqu'en 2023. Les commentaires sur cette proposition doivent être transmis en février 2022, et une décision devrait être rendue au premier trimestre de 2022. L'instance liée au coût du capital générique pour 2024 et par la suite devrait être amorcée au troisième trimestre de 2022, et une décision devrait être rendue en 2023.

Troisième période d'application de la TAR : En juillet 2021, l'AUC a publié une décision confirmant que les entreprises de services publics de distribution de l'Alberta seront assujetties à une troisième période d'application de la TAR à compter de 2024 et que les tarifs initiaux seront alors fonction de l'ajustement du coût du service effectué en 2023. L'AUC a également amorcé une nouvelle instance afin d'examiner le mécanisme de la troisième période d'application de la TAR. FortisAlberta présentera des commentaires au sujet du mécanisme de la troisième période d'application de la TAR en 2022 et l'AUC devrait rendre une décision en 2023.

Instance tarifaire pour les exploitants de réseaux indépendants : En avril 2021, l'AUC a publié une décision qui confirme que les propriétaires d'installations de distribution, comme FortisAlberta, ne seront plus autorisés à dégager un rendement des apports à l'Alberta Electric System Operator (l'« AESO ») de manière prospective à partir de la date de la décision. Les apports effectués avant cette date ne seront pas touchés. La décision n'a pas eu d'incidence financière significative sur la Société en 2021 et elle ne devrait pas avoir de répercussions significatives sur les périodes futures. En janvier 2022, la Cour d'appel de l'Alberta a accordé la permission d'en appeler de cette question. Ce faisant, elle a également permis d'en appeler de la légalité de la décision de l'AUC à l'égard de la politique de l'AESO sur les apports des clients. FortisAlberta participera pleinement à cet appel concernant la légalité de la politique de l'AESO sur les apports des clients et surveillera de près les événements susmentionnés relativement aux rendements gagnés sur les apports futurs à l'AESO.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Mode de présentation

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

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

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.

Correction de valeur pour pertes de crédit

Fortis et ses filiales comptabilisent une correction de valeur pour pertes de crédit afin de réduire les débiteurs pour tenir compte des montants estimés comme étant irrécouvrables. La correction de valeur pour pertes de crédit est estimée en fonction des modèles de recouvrement historiques, des ventes et des conditions économiques et autres conditions, actuelles et prévues. Les débiteurs sont radiés dans la période au cours de laquelle ils sont jugés être devenus irrécouvrables.

Stocks

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

Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus d'établissement des tarifs des entreprises de services publics et sont assujettis à l'approbation réglementaire. Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs et aux débiteurs liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouverts auprès de clients pendant les périodes futures dans le cadre du processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent : i) aux réductions futures ou aux limites des augmentations futures des produits qui se rattachent à des montants qui seront ou qui devraient être remboursés aux clients dans le cadre du processus d'établissement des tarifs; ou ii) aux obligations de fournir un service futur pour lequel les clients ont payé à l'avance.

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

Placements

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

Immobilisations corporelles

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

Les taux d'amortissement des entreprises de services publics réglementés de la Société comprennent une provision à l'égard des coûts futurs d'enlèvement estimés qui ne sont pas considérés comme une obligation juridique. La provision est comptabilisée comme un passif réglementaire à long terme (note 8), dont sont portés en réduction les coûts réels d'enlèvement lorsqu'ils sont engagés.

Les entreprises de services publics réglementés de la Société décomptabilisent les immobilisations corporelles au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la décomptabilisation, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Aucun profit ni perte n'a été comptabilisé.

Au moyen de méthodes établies par leurs autorités de réglementation respectives, les entreprises de services publics réglementés de la Société inscrivent à l'actif : i) les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations corporelles précises, mais qui ont trait au plan général de dépenses d'investissement; ii) une provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante dette de la PFUPC, qui totalise 39 millions \$ pour 2021 (2020 – 41 millions \$), est comptabilisée comme une déduction des charges financières, et la composante capitaux propres est comptabilisée dans les autres produits (note 21). Les deux composantes sont comptabilisées en résultat au moyen de la dotation à l'amortissement sur la durée de service estimative de l'immobilisation corporelle applicable.

Pour FortisAlberta, jusqu'au 31 décembre 2020, le coût des immobilisations corporelles comprend les apports à l'AESO afin de financer la construction d'installations de transport (note 2).

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

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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité estimative. Les taux d'amortissement des immobilisations corporelles réglementées sont approuvés par l'autorité de réglementation concernée. Les taux d'amortissement pour 2021 ont varié de 0,9 % à 39,8 % (2020 – 0,9 % à 39,8 %). Pour 2021, le taux mixte moyen pondéré d'amortissement avant réduction pour l'amortissement des apports sous forme d'aide à la construction s'est établi à 2,6 % (2020 – 2,5 %).

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

(exercices)	2021		2020	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	5-80	32	5-80	32
Gaz	18-95	38	18-95	38
Transport				
Électricité	20-90	42	20-90	43
Gaz	10-85	35	10-85	35
Production	5-95	23	1-85	24
Autres	3-70	13	2-70	14

Immobilisations incorporelles

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

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

Les immobilisations incorporelles ayant une durée d'utilité déterminée sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs. Les taux d'amortissement des immobilisations incorporelles réglementées sont approuvés par les autorités de réglementation concernées, et se sont établis entre 1,0 % et 33,0 % pour 2021 (2020 – entre 1,0 % et 33,0 %).

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

(exercices)	2021		2020	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3-15	4	3-15	4
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	34-90	55	43-90	56
Autres	10-100	11	10-100	12

Les entreprises de services publics réglementés de la Société décomptabilisent les immobilisations incorporelles au moment de leur cession ou lorsqu'on ne prévoit tirer aucun avantage économique futur de leur utilisation. Au moment de la décomptabilisation, tout écart entre le coût et l'amortissement cumulé de l'immobilisation, déduction faite du produit de récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Aucun profit ni aucune perte n'a été comptabilisé.

Dépréciation d'actifs à long terme

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

Goodwill

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

Le goodwill de chacune des 11 unités d'exploitation de la Société est soumis à un test de dépréciation sur une base annuelle et si un événement ou un changement de circonstances se produit et laisse croire que la juste valeur d'une unité d'exploitation pourrait être inférieure à sa valeur comptable. Le cas échéant, la valeur du goodwill est réduite à sa juste valeur estimative et une perte de valeur est comptabilisée.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

La Société effectue une évaluation qualitative de chaque unité d'exploitation, et s'il est déterminé qu'il est improbable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une estimation quantitative de la juste valeur n'est pas nécessaire. Lorsqu'une évaluation quantitative est nécessaire, la principale méthode utilisée pour estimer la juste valeur des unités d'exploitation est l'approche par le résultat, selon laquelle les projections des flux de trésorerie nets sont actualisées. Les estimations et hypothèses sous-jacentes comportant divers degrés d'incertitude, comprennent le montant et le calendrier des flux de trésorerie futurs prévus, les taux de croissance et les taux d'actualisation. Une autre méthode d'évaluation, soit l'approche fondée sur le marché, est employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est également effectué et évalué.

Coûts de financement différés

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

Avantages du personnel futurs

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

En ce qui concerne les régimes de retraite à prestations définies et les régimes d'AAPE, l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées et le coût net des prestations sont établis au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les hypothèses les plus probables de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires et de l'âge des employés au moment de leur départ à la retraite, et, en ce qui concerne les régimes d'AAPE, du coût prévu des soins de santé. Les taux d'actualisation reflètent les taux d'intérêt du marché sur les obligations de grande qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent à l'échelonnement et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite ou d'AAPE.

Les actifs du régime de retraite à prestations définies et du régime d'AAPE sont comptabilisés à la juste valeur. Aux fins d'établissement du coût des régimes de retraite à prestations définies, FortisBC Energy et Newfoundland Power se fondent sur la valeur liée au marché, selon laquelle les rendements des placements qui sont supérieurs ou inférieurs aux rendements prévus sont comptabilisés dans la valeur des actifs sur une période de trois ans.

L'excédent du gain actuariel cumulé net ou de la perte actuarielle cumulée nette sur 10 % : i) de l'obligation au titre des prestations projetées ou constituées; et ii) de la juste valeur ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes, le cas échéant, au début de l'exercice, selon le plus élevé des deux, de même que les coûts au titre des services passés non amortis sont différés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

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

Pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, tout écart entre les coûts du régime de retraite à prestations définies ou du régime d'AAPE qui serait habituellement comptabilisé selon les PCGR des États-Unis et les coûts recouverts auprès des clients dans les tarifs courants, est assujéti au traitement en compte de report et devrait être recouvert auprès des clients ou remboursé à ces derniers à même les tarifs futurs (note 8).

Pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux régimes de retraite à prestations définies ou aux régimes d'AAPE, le cas échéant, qui seraient autrement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global, sont assujéti au traitement en compte de report (note 8).

Contrats de location

Un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative sont comptabilisés pour tous les contrats de location dont la durée est de plus de 12 mois. L'actif au titre du droit d'utilisation et l'obligation locative sont évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, sauf les paiements variables fondés sur l'utilisation ou le rendement. Les paiements de loyers futurs comprennent les composantes locatives (p. ex., les loyers, les impôts fonciers et les coûts liés aux assurances) et les composantes non locatives (p. ex., les coûts d'entretien des aires communes), et Fortis les comptabilise comme une seule composante locative. La valeur actualisée est calculée selon le taux implicite du contrat de location ou un taux d'intérêt garanti spécifique au contrat de location selon la durée restante dudit contrat. Les options de renouvellement sont incluses dans le contrat de location si on a la certitude raisonnable que l'option sera exercée.

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

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Comptabilisation des produits

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

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

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

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

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

Les produits ne comprennent pas les taxes de vente et les taxes municipales recouvrées auprès des clients.

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

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

Rémunération fondée sur des actions

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

Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital autorisé. Au moment de l'exercice, le produit est porté au crédit du capital social au prix de l'option, et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social.

Fortis comptabilise les passifs associés aux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »), d'unités d'actions liées au rendement (« UALR ») et d'unités d'actions restreintes (« UAR ») des administrateurs. Les UAD et les UALR, de même que les UAR émises jusqu'en 2019, représentent des attributions réglées en trésorerie. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020, les nouvelles émissions d'UAR représentent des attributions réglées en trésorerie ou en actions, selon le type de règlement choisi et les exigences d'actionnariat du dirigeant. La juste valeur de ces passifs est fondée sur le cours moyen pondéré en fonction des volumes sur cinq jours de l'action ordinaire de la Société à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Le cours moyen pondéré en fonction des volumes de l'action ordinaire de la Société au 31 décembre 2021 était de 61,08 \$ (2020 – 52,36 \$). La juste valeur des passifs liés aux UALR est aussi fondée sur le paiement prévu probable d'après le rendement historique, compte tenu des paramètres définis de chaque attribution et de la meilleure estimation de la direction.

La charge au titre de la rémunération est comptabilisée de façon linéaire sur la période d'acquisition des droits, qui, pour les régimes d'UALR et d'UAR, équivaut à la durée la plus courte entre trois ans et la durée d'admissibilité jusqu'à la retraite; pour le régime d'UAD, elle est comptabilisée à la date d'attribution. Les déchéances sont comptabilisées à mesure qu'elles se produisent.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger de la Société, qui ont tous le dollar américain comme monnaie fonctionnelle, sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, et tout profit ou perte de change latent connexe est comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global. Le taux de change au 31 décembre 2021 s'établissait à 1,00 \$ US pour 1,26 \$ CA (2020 – 1,00 \$ US pour 1,27 \$ CA).

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen au cours de la période de présentation de l'information financière, qui était de 1,00 \$ US pour 1,25 \$ CA en 2021 (2020 – 1,00 \$ US pour 1,34 \$ CA).

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

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

Dérivés et couvertures

Dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures

Les dérivés qui ne sont pas désignés comme des couvertures servent : i) à Fortis, pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux entrées de trésorerie en dollars américains prévues et aux règlements en trésorerie futurs prévus des obligations en vertu des UAD, des JALR et des UAR; ii) à UNS Energy, pour respecter les besoins prévus en matière de charge et de réserve; et iii) à Aitken Creek, pour gérer le risque marchandises, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. Ces dérivés sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat.

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

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

Dérivés désignés comme des couvertures

Fortis, ITC et UNS Energy se servent à l'occasion de couvertures de flux de trésorerie afin de gérer leur exposition au risque de taux d'intérêt. Les profits ou les pertes latents sont initialement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont reclassés dans les résultats lorsque l'opération couverte sous-jacente a une incidence sur les bénéfices.

Le bénéfice que la Société tire des filiales étrangères, les investissements nets qu'elle a dans ces dernières et certaines participations dans des établissements étrangers comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a couvert une portion de cette exposition au moyen de titres d'emprunt libellés en dollars américains au niveau du siège social. Les variations des taux de change liées à la conversion de ces titres d'emprunt et aux investissements nets couverts dans des établissements étrangers sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global.

Présentation des instruments dérivés

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

Impôt sur le résultat

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

Des actifs et des passifs d'impôt différé sont comptabilisés en fonction des différences temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, ainsi que de l'avantage attribuable aux pertes pouvant être reportées à des exercices futurs aux fins fiscales et dont la réalisation est plus probable qu'improbable. Ils sont évalués selon les taux d'imposition et les lois fiscales adoptés en vigueur lorsque les différences temporaires devraient être recouvrées ou réglées. L'incidence d'une modification des taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôt différé est comptabilisée en résultat pendant la période où la modification a lieu. Les provisions pour moins-value sont comptabilisées lorsqu'il est « plus probable qu'improbable » que la totalité ou qu'une partie des actifs d'impôt différé ne soit pas réalisée.

ITC, UNS Energy, Central Hudson et Maritime Electric reflètent la charge d'impôt exigible et différé dans les tarifs facturés aux clients. FortisAlberta reflète la charge d'impôt exigible dans les tarifs facturés aux clients. FortisBC Energy, FortisBC Electric, Newfoundland Power et FortisOntario reflètent la charge d'impôt exigible dans les tarifs facturés aux clients, et reflètent la charge d'impôt différé pour certains soldes réglementaires. Caribbean Utilities, FortisTCl et BECOL ne sont pas assujetties à l'impôt.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Les différences entre la charge ou l'économie d'impôt sur le résultat comptabilisée en vertu des PCGR des États-Unis et qui est reflétée dans les tarifs actuellement facturés aux clients, qui devrait être recouvrée auprès des clients ou remboursée à ces derniers à même les tarifs futurs, sont comptabilisées comme des actifs ou des passifs réglementaires (note 8).

Fortis ne comptabilise pas d'impôt différé à l'égard des différences temporaires liées aux investissements dans les filiales étrangères lorsqu'elle a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéficiaire. La différence entre la valeur comptable de ces investissements et leur base fiscale, qui découle des bénéfices non rapatriés des filiales et de l'écart de change, s'élevait à environ 4,1 milliards \$ au 31 décembre 2021 (2020 – 3,4 milliards \$). Si ces bénéfices sont rapatriés, la Société peut être assujettie à l'impôt sur le résultat et aux retenues d'impôts étrangers. Il est impossible de calculer les passifs d'impôt différé non comptabilisés sur ces montants.

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

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

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

Autrement, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à la juste valeur au cours de la période où elles sont engagées et portées en augmentation des immobilisations corporelles et des autres passifs à long terme (note 16) si la juste valeur peut être estimée de façon raisonnable. La juste valeur est estimée comme étant la valeur actualisée des décaissements futurs prévus, calculée selon un taux d'intérêt sans risque rajusté en fonction de la qualité de crédit. L'augmentation du passif attribuable à l'écoulement du temps est comptabilisée dans une charge de désactualisation, et les coûts inscrits à l'actif sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif. La charge de désactualisation et la dotation à l'amortissement sont différées à titre d'actif ou de passif réglementaire selon le recouvrement réglementaire de ces coûts. Les coûts réels engagés pour le règlement sont portés en réduction des charges à payer.

Éventualités

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

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

Utilisation des estimations comptables

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

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes les Accounting Standard Updates (les « ASU ») publiées par le Financial Accounting Standards Board. Toute ASU n'étant pas incluse dans les présents états financiers consolidés a été évaluée et jugée non applicable pour la Société, ou comme n'ayant pas d'incidence significative future sur les états financiers consolidés.

4. INFORMATION SECTORIELLE

Généralités

Fortis répartit ses activités selon le territoire de réglementation et le territoire de service, et selon les informations utilisées par son chef de la direction pour répartir les ressources. La performance sectorielle est évaluée principalement en fonction du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

Transactions entre parties liées et intersociétés

Les transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées au montant de la contrepartie convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune transaction entre parties liées significative en 2021 et en 2020.

La location de la capacité de stockage de gaz et les ventes de gaz par Aitken Creek à FortisBC Energy de 38 millions \$ en 2021 (2020 – 25 millions \$) sont des transactions intersociétés entre des entités non réglementées et des entités réglementées qui n'ont pas été éliminées au moment de la consolidation.

Au 31 décembre 2021, les débiteurs comprenaient 22 millions \$ à recevoir de Belize Electricity (2020 – 28 millions \$).

Périodiquement, Fortis accorde à ses filiales du financement à court terme aux fins des dépenses d'investissement, des acquisitions et des besoins saisonniers en fonds de roulement, dont l'incidence est éliminée à la consolidation. En octobre 2021, Fortis a conclu une facilité de crédit à terme non renouvelable avec UNS Energy afin d'accorder un prêt d'un montant maximal de 175 millions \$ US, laquelle viendra à échéance en décembre 2022. Au 31 décembre 2021, des prêts intersectoriels de 126 millions \$ étaient en cours relativement à cette entente. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2021 et en 2020 n'étaient pas significatifs.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

4. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

(en millions \$)	Activités réglementées							Activités non réglementées			Total	
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité	Sous-total	Infrastructures énergétiques	Siège social et autres		Éliminations intersectorielles
Exercice clos le 31 décembre 2021												
Produits	1 691	2 334	1 000	1 715	644	468	1 498	9 350	98	—	—	9 448
Coûts de l'approvisionnement énergétique	—	919	285	713	—	136	895	2 948	3	—	—	2 951
Charges d'exploitation	466	648	498	355	157	128	201	2 453	33	37	—	2 523
Amortissements	291	345	91	281	231	65	181	1 485	17	3	—	1 505
Bénéfice d'exploitation	934	422	126	366	256	139	221	2 464	45	(40)	—	2 469
Autres produits, montant net	42	41	34	12	2	5	5	141	1	31	—	173
Charges financières	300	120	46	144	106	73	71	860	—	143	—	1 003
Charge d'impôt sur le résultat	156	51	21	48	11	12	21	320	8	(94)	—	234
Bénéfice net	520	292	93	186	141	59	134	1 425	38	(58)	—	1 405
Participations ne donnant pas le contrôle	94	—	—	1	—	—	16	111	—	—	—	111
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	63	—	63
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	426	292	93	185	141	59	118	1 314	38	(121)	—	1 231
Entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles	1 046	710	291	475	389	134	321	3 366	20	—	—	3 386
Au 31 décembre 2021												
Goodwill	7 755	1 746	570	913	228	235	246	11 693	27	—	—	11 720
Total de l'actif	21 020	11 126	4 356	8 135	5 201	2 540	4 357	56 735	777	295	(148)	57 659
Exercice clos le 31 décembre 2020												
Produits	1 744	2 260	953	1 385	596	424	1 485	8 847	88	—	—	8 935
Coûts de l'approvisionnement énergétique	—	847	232	468	—	119	893	2 559	3	—	—	2 562
Charges d'exploitation	438	627	503	341	148	117	194	2 368	30	39	—	2 437
Amortissements	295	330	90	237	212	61	183	1 408	16	4	—	1 428
Bénéfice d'exploitation	1 011	456	128	339	236	127	215	2 512	39	(43)	—	2 508
Autres produits, montant net	40	40	31	8	2	5	10	136	5	13	—	154
Charges financières	324	125	48	142	104	72	77	892	—	150	—	1 042
Charge d'impôt sur le résultat	179	69	20	29	1	4	21	323	5	(97)	—	231
Bénéfice net	548	302	91	176	133	56	127	1 433	39	(83)	—	1 389
Participations ne donnant pas le contrôle	99	—	—	1	—	—	15	115	—	—	—	115
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	65	—	65
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	449	302	91	175	133	56	112	1 318	39	(148)	—	1 209
Entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles	1 182	1 200	339	471	420	135	273	4 020	19	—	—	4 039
Au 31 décembre 2020												
Goodwill	7 810	1 758	574	913	228	235	247	11 765	27	—	—	11 792
Total de l'actif	20 358	10 802	3 939	7 695	5 084	2 441	4 261	54 580	745	209	(53)	55 481

5. PRODUITS

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Produits liés à l'électricité et au gaz		
États-Unis		
ITC	1 694	1 726
UNS Energy	2 071	2 019
Central Hudson	962	941
Canada		
FortisBC Energy	1 645	1 336
FortisAlberta	622	580
FortisBC Electric	404	358
Newfoundland Power	701	707
Maritime Electric	223	215
FortisOntario	211	222
Caraïbes		
Caribbean Utilities	248	238
FortisTCI	89	77
Total des produits liés à l'électricité et au gaz	8 870	8 419
Produits liés aux autres services ¹	382	325
Produits tirés de contrats conclus avec des clients	9 252	8 744
Revenus alternatifs ²	(18)	64
Autres produits des activités ordinaires	214	127
Total des produits	9 448	8 935

1. Comprend des montants de 260 millions \$ et de 227 millions \$ liés aux activités réglementées pour 2021 et 2020, respectivement.

2. Le chiffre pour 2020 comprend un ajustement favorable du RCP de base de 40 millions \$ lié à la décision de la FERC rendue en mai 2020, qui établit à 10,77 % le RCP total pour les filiales d'ITC qui exercent leurs activités dans la région de Midcontinent Independent System Operator, Inc. (« MISO »).

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

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

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

Revenus alternatifs

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

Les tarifs d'ITC établis selon une formule sont assortis d'un mécanisme d'ajustement annuel qui compare les besoins en produits réels et le montant des produits facturés. L'insuffisance ou l'excédent de recouvrement est comptabilisé à titre d'actif ou de passif réglementaire et reflété dans les taux futurs des deux années subséquentes (note 8). Les tarifs établis selon une formule n'ont pas à être approuvés annuellement par l'autorité de réglementation, bien qu'ils puissent faire l'objet d'une contestation juridique.

Le supplément de facturation lié au mécanisme de recouvrement des coûts fixes irrécupérables d'UNS Energy vise le recouvrement des coûts fixes irrécupérables, conformément à une réduction des produits non liés au combustible, découlant des économies liées à l'efficacité énergétique et de la production décentralisée. Pour recouvrer l'actif réglementaire lié au recouvrement des coûts fixes irrécupérables, UNS Energy doit déposer une demande annuelle d'ajustement du recouvrement des coûts fixes irrécupérables auprès de l'ACC à l'égard des produits liés au recouvrement des coûts fixes irrécupérables comptabilisés à l'exercice précédent. Le recouvrement est assujéti à un plafond de 2 % du total des produits de détail d'un exercice à l'autre. Le supplément de facturation lié à la gestion axée sur la demande d'UNS Energy, qui est approuvé par l'ACC chaque année, permet de compenser les coûts engagés pour la conception et la mise en œuvre de programmes économiques d'efficacité énergétique et de gestion de l'offre et de la demande jusqu'à ce que ces coûts ainsi qu'une prime de rendement soient reflétés dans les tarifs de base non liés au combustible.

FortisBC Energy et FortisBC Electric ont recours à un mécanisme de partage des bénéfices qui prévoit le partage en parts égales des écarts par rapport au RCP autorisé. Ce mécanisme demeurera en vigueur jusqu'à l'expiration de l'actuel régime pluriannuel en 2024. En outre, les écarts entre les prévisions et les tarifs réels en fonction de l'utilisation des clients, de même que les produits tirés des clients industriels et des autres clients, sont enregistrés dans un compte de stabilisation des produits et dans un compte de report des transferts, dont les montants seront remboursés aux clients ou recouverts auprès de ces derniers à même les tarifs sur une période de deux ans.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

5. PRODUITS (suite)

Autres produits des activités ordinaires

Les autres produits des activités ordinaires comprennent essentiellement les profits et les pertes liés aux dérivés sur les contrats d'énergie, ainsi que les reports réglementaires de FortisBC Energy et de FortisBC Electric, qui reflètent les écarts au titre du recouvrement des coûts par rapport aux prévisions.

6. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Créances clients	621	595
Créances non facturées	701	571
Correction de valeur pour pertes de crédit	(53)	(64)
	1 269	1 102
Impôt à recevoir	—	72
Autres ¹	242	195
	1 511	1 369

1. Le poste *Autres* comprend principalement les sommes facturées aux clients pour des services non essentiels, le coût des mesures d'atténuation des gaz à effet de serre, les dépôts de garantie pour des achats de gaz et la juste valeur des instruments dérivés (note 25).

Correction de valeur pour pertes de crédit

Le tableau suivant présente la variation de la correction de valeur pour pertes de crédit.

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Solde au début de l'exercice	(64)	(35)
Pertes de crédit passées en charges	(7)	(36)
Report de pertes de crédit	—	(6)
Radiations, déduction faite des recouvrements	18	14
Taux de change	—	(1)
Solde à la fin de l'exercice	(53)	(64)

7. STOCKS

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Matières premières et fournitures	318	297
Gaz et combustible stockés	131	101
Stocks de charbon	29	24
	478	422

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

(en millions \$)	2021	2020
Actifs réglementaires		
Impôt différé (notes 3 et 22)	1 806	1 697
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 23)	388	588
Coûts de gestion de l'énergie différés ¹	384	334
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	339	213
Charges locatives différées ³	127	122
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz (note 16)	96	107
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production ⁴	48	55
Dérivés (notes 3 et 25)	20	73
Autres actifs réglementaires ⁵	381	399
Total des actifs réglementaires	3 589	3 588
Moins : tranche courante	(492)	(470)
Actifs réglementaires à long terme	3 097	3 118
Passifs réglementaires		
Impôt différé (notes 3 et 22)	1 289	1 361
Coûts futurs d'enlèvement (note 3)	1 217	1 206
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 23)	196	43
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	116	104
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable ⁶	107	100
Passif lié à l'efficacité énergétique ⁷	83	83
Dérivés (notes 3 et 25)	52	17
Autres passifs réglementaires ⁵	162	189
Total des passifs réglementaires	3 222	3 103
Moins : tranche courante	(357)	(441)
Passifs réglementaires à long terme	2 865	2 662

1. **Coûts de gestion de l'énergie différés** : Certaines filiales réglementées fournissent des services de gestion de l'énergie afin de faciliter la mise en œuvre, auprès de la clientèle, de programmes d'efficacité énergétique aux termes desquels les dépenses connexes ont été différées à titre d'actif réglementaire, puis sont amorties et recouvrées auprès des clients à même les tarifs, selon le mode linéaire sur des périodes allant de deux à dix ans.

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

Les comptes connexes comprennent le mécanisme d'ajustement annuel d'ITC (note 5).

3. **Charges locatives différées** : Les charges locatives différées de FortisBC Electric ont trait principalement au contrat d'achat d'électricité Brilliant (le « contrat BPPA ») (note 15). L'amortissement de l'actif en vertu du contrat de location-financement et les charges d'intérêts associées à l'obligation liée au contrat de location-financement ne sont pas totalement recouverts dans les tarifs courants facturés aux clients puisque ces tarifs ne reflètent que les paiements en trésorerie de loyers exigés aux termes du contrat BPPA. Les écarts annuels sont différés à titre d'actif réglementaire, lequel devrait être recouvert auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat, qui arrive à expiration en 2056.

4. **Coûts de mise hors service anticipée liée à la production** : TEP et les copropriétaires de Navajo Generating Station (« Navajo ») ont procédé à la mise hors service de Navajo en 2019 et ont entamé les activités de démantèlement, lesquelles se poursuivront jusqu'en 2054. TEP a également procédé à la mise hors service des unités 1 et 2 de l'installation de production de Sundt (« Sundt ») en 2019. En 2020, l'ACC a approuvé le recouvrement des coûts de mise hors service de Navajo et de Sundt sur une période de dix ans.

5. **Autres actifs et passifs réglementaires** : Comprennent les actifs et les passifs réglementaires dont la valeur individuelle est inférieure à 40 millions \$.

6. **Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable** : Aux termes de la norme sur l'énergie renouvelable (« NER ») de l'ACC, UNS Energy est tenue d'augmenter son utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % du total de ses besoins énergétiques de détail annuels, d'ici 2025. Le coût de la mise en œuvre de ce plan est recouvert auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER. S'il y a un écart positif ou négatif entre le recouvrement de supplément de facturation au titre de la NER et les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans, le montant de cet écart est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

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

7. **Passif lié à l'efficacité énergétique** : Le passif lié à l'efficacité énergétique se rapporte principalement au programme d'efficacité énergétique de Central Hudson mis en œuvre pour financer les politiques environnementales associées aux programmes de conservation de l'énergie approuvés par son autorité de réglementation.

Les actifs réglementaires qui ne produisent pas de rendement : i) totalisaient 1 727 millions \$ et 1 678 millions \$ aux 31 décembre 2021 et 2020, respectivement; ii) sont principalement liés à l'impôt différé et aux avantages du personnel futurs; et iii) ne représentent habituellement pas un décaissement antérieur étant donné qu'ils sont contrebalancés par des passifs connexes qui, de la même manière, n'engagent aucun coût de détention aux fins de l'établissement des tarifs. Les périodes de recouvrement varient ou doivent être déterminées par les autorités de réglementation concernées.

9. AUTRES ACTIFS

(en millions \$)	2021	2020
Avantages du personnel futurs (note 23)	259	66
Régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD »)	165	155
CER (note 8)	112	106
Autres placements	86	66
Participation en actions – Belize Electricity	80	80
Régime de rémunération différée	42	36
Contrats de location simple (note 15)	40	40
Dérivés	40	4
Participation en actions – société en commandite Wataynikaneyap	12	12
Autres	119	105
	955	670

ITC, UNS Energy et Central Hudson offrent d'autres avantages postérieurs à l'emploi au moyen d'un RRSD et d'un régime de rémunération différée à l'intention des administrateurs et des dirigeants. Les actifs détenus au soutien de ces régimes sont présentés 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 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 25).

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions \$)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2021			
Distribution			
Électricité	12 321	(3 359)	8 962
Gaz	5 838	(1 504)	4 334
Transport			
Électricité	17 104	(3 610)	13 494
Gaz	2 453	(756)	1 697
Production	7 014	(2 691)	4 323
Autres	4 362	(1 454)	2 908
Actifs en construction	1 759	—	1 759
Terrains	339	—	339
	51 190	(13 374)	37 816

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES (suite)

<i>(en millions \$)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2020			
Distribution			
Électricité	11 921	(3 223)	8 698
Gaz	5 546	(1 422)	4 124
Transport			
Électricité	15 888	(3 413)	12 475
Gaz	2 360	(719)	1 641
Production	6 441	(2 550)	3 891
Autres	4 178	(1 347)	2 831
Actifs en construction	2 012	—	2 012
Terrains	326	—	326
	48 672	(12 674)	35 998

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, le matériel éolien et le matériel divers connexe.

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

Au 31 décembre 2021, les actifs en construction reflétaient en grande partie les projets de transport en cours pour ITC et UNS Energy.

Au 31 décembre 2021, le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-financement s'établissait à 323 millions \$ (2020 – 322 millions \$), et l'amortissement cumulé connexe était de 113 millions \$ (2020 – 111 millions \$) (note 15).

Installations détenues conjointement

UNS Energy et ITC détiennent des participations indivises dans des centrales et des réseaux de transport détenus conjointement, ont droit à leur quote-part des immobilisations corporelles et sont proportionnellement responsables des coûts d'exploitation et des passifs. Au 31 décembre 2021, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	Participation <i>(en %)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Réseaux de transport	1,0 – 80,0	958	(290)	668
Installations communes de Springerville	86,0	504	(262)	242
Unité 1 de San Juan (« San Juan »)	50,0	361	(340)	21
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	264	(120)	144
Unités 4 et 5 de Four Corners (« Four Corners »)	7,0	243	(102)	141
Installations communes de Gila River	50,0	109	(38)	71
Installation Luna Energy (« Luna »)	33,3	76	(4)	72
		2 515	(1 156)	1 359

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

<i>(en millions \$)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2021			
Logiciels	952	(518)	434
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	941	(154)	787
Autres	113	(69)	44
Actifs en construction	78	—	78
	2 084	(741)	1 343
2020			
Logiciels	932	(524)	408
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	898	(142)	756
Autres	114	(64)	50
Actifs en construction	77	—	77
	2 021	(730)	1 291

Au 31 décembre 2021, le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau comprenait un montant de 137 millions \$ (2020 – 136 millions \$) non amortissable. La dotation aux amortissements a été de 136 millions \$ pour 2021 (2020 – 131 millions \$). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 82 millions \$ pour chacun des cinq prochains exercices.

12. GOODWILL

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Solde au début de l'exercice	11 792	12 004
Incidence du change ¹	(72)	(212)
Solde à la fin de l'exercice	11 720	11 792

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

En 2021 et en 2020, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée par la Société.

13. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS COURANTS

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Dettes fournisseurs	774	707
Rémunération et avantages du personnel à payer	283	248
Coûts du gaz et du combustible à payer	269	188
Dividendes à verser	259	241
Impôts à payer autres que l'impôt sur le résultat	238	224
Dépôts de clients et autres dépôts	222	214
Intérêts à payer	218	215
Dérivés (note 25)	43	56
Impôt sur le résultat à payer	31	—
Avantages du personnel futurs (note 23)	26	26
Remise en état des centrales au gaz (note 16)	13	31
Autres	194	171
	2 570	2 321

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

14. DETTE À LONG TERME

(en millions \$)	Date d'échéance	2021	2020
ITC			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,31 % (2020 – 4,31 %)	2024-2055	2 736	2 755
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,90 % (2020 – 4,00 %)	2040-2055	1 011	923
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,61 % (2020 – 3,61 %)	2022-2043	4 108	4 136
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (2020 – 6,00 %)	2028	252	253
UNS Energy			
Obligations non garanties exonérées d'impôts en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,34 % (2020 – 4,34 %)	2029-2030	359	362
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,62 % (2020 – 3,86 %)	2023-2051	2 780	2 704
Central Hudson			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 3,83 % (2020 – 3,94 %)	2022-2060	1 177	1 078
FortisBC Energy			
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,61 % (2020 – 4,72 %)	2026-2050	3 145	2 995
FortisAlberta			
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,49 % (2020 – 4,49 %)	2024-2052	2 360	2 360
FortisBC Electric			
Débetures garanties – taux fixe de 8,80 % (2020 – 8,80 %)	2023	25	25
Débetures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,77 % (2020 – 4,87 %)	2035-2050	760	785
Autres entreprises d'électricité			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 5,61 % (2020 – 5,61 %)	2022-2060	627	634
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,31 % (2020 – 5,66 %)	2025-2061	260	220
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,45 % (2020 – 4,45 %)	2041-2048	152	152
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,36 % (2020 – 4,41 %)	2022-2049	609	648
Siège social et autres			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,82 % (2020 – 3,81 %)	2023-2044	2 509	2 685
Débetures non garanties – taux fixe de 6,50 % (2020 – 6,50 %)	2039	200	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 2,52 % (2020 – 2,85 %)	2023-2028	1 000	500
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		1 305	980
Ajustement de la juste valeur – acquisition d'ITC		107	119
Total de la dette à long terme (note 25)		25 482	24 514
Moins : coûts de financement différés et escomptes sur la dette		(147)	(147)
Moins : tranche courante de la dette à long terme		(1 628)	(1 254)
		23 707	23 113

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

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

Certaines conventions d'emprunt à long terme comportent des clauses restrictives qui prévoient que la Société s'abstiendra de déclarer, de verser ou d'effectuer des paiements restreints, y compris des dividendes spéciaux ou extraordinaires, si, immédiatement par la suite, son ratio d'endettement consolidé excédait 65 %.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

14. DETTE À LONG TERME (suite)

Émissions de titres d'emprunt à long terme en 2021	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions \$)	Affectation du produit
ITC					
Billets de premier rang garantis, série A ¹	Août	2,90	2051	75 \$ US	2
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Mai	3,25	2051	325 \$ US	3,4
Central Hudson					
Billets de premier rang non garantis	Mars	3,29	2051	75 \$ US	3,4
Billets de premier rang non garantis	Octobre	3,22	2051	55 \$ US	3,5
FortisBC Energy					
Débiteures non garanties	Avril	2,42	2031	150	5
Maritime Electric					
Obligations hypothécaires de premier rang garanties	Décembre	3,40	2051	40	5
Fortis					
Billets de premier rang non garantis	Mai	2,18	2028	500	3,4,5

1. Le taux des billets de premier rang garantis, série B, d'un montant de 75 millions \$ US a été fixé à 3,05 % et l'émission est prévue en mai 2022.

2. Financement ou refinancement d'un portefeuille de projets verts admissibles.

3. Aux fins générales de la Société.

4. Remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance.

5. Remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit.

En janvier 2022, ITC a émis des obligations hypothécaires de premier rang garanties de 30 ans à 2,93 % d'un montant de 150 millions \$ US. Le produit net devrait être affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit, au financement ou au refinancement d'un portefeuille de projets verts admissibles, au financement de dépenses d'investissement et à d'autres fins générales de la Société.

En janvier 2022, Central Hudson a émis des billets de premier rang non garantis de cinq ans à 2,37 % d'un montant de 50 millions \$ US et des billets de premier rang non garantis de sept ans à 2,59 % d'un montant de 60 millions \$ US. Le produit net devrait être affecté au remboursement de la dette à long terme arrivant à échéance et aux fins générales de la Société.

Remboursements sur la dette à long terme

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

(en millions \$)	Total
2022	1 628
2023	1 275
2024	1 750
2025	101
2026	2 595
Par la suite	18 133
	25 482

En décembre 2020, Fortis a déposé un prospectus préalable de base simplifié, dont la période de validité est de 25 mois, aux termes duquel elle peut émettre des actions ordinaires ou privilégiées, des reçus de souscription ou des titres d'emprunt d'un montant en capital total d'au plus 2,0 milliards \$. En mai 2021, la Société a émis des billets de premier rang non garantis pour un montant de 500 millions \$, comme il est indiqué ci-dessus, et, au 31 décembre 2021, un montant de 1,5 milliard \$ demeurerait disponible en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

Facilités de crédit

(en millions \$)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2021	2020
Total des facilités de crédit	3 466	1 380	4 846	5 581
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme ¹	(247)	—	(247)	(132)
Dettes à long terme (y compris la tranche courante) ²	(1 019)	(286)	(1 305)	(980)
Lettres de crédit en cours	(70)	(45)	(115)	(130)
Facilités de crédit inutilisées	2 130	1 049	3 179	4 339

1. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 0,6 % (2020 – 0,8 %).

2. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 0,9 % (2020 – 0,9 %). La tranche courante se chiffrait à 888 millions \$ (2020 – 651 millions \$).

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 20 % du total de ces facilités. Une tranche d'environ 4,6 milliards \$ du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2022 et 2026.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

14. DETTE À LONG TERME (suite)

Les facilités de crédit consolidées d'environ 4,8 milliards \$ au 31 décembre 2021 sont présentées en détail ci-dessous. En avril 2021, la facilité de crédit renouvelable engagée non garantie de un an de 500 millions \$ de la Société a expiré et n'a pas été renouvelée. En octobre 2021, UNS Energy a résilié une facilité de crédit renouvelable de 150 millions \$ US et a conclu une entente avec Fortis (note 4).

(en millions \$)	Montant	Échéance
Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties		
Entreprises de services publics réglementés		
ITC ¹	900 \$ US	2024
UNS Energy	375 \$ US	2026
Central Hudson	200 \$ US	2025
FortisBC Energy	700	2026
FortisAlberta	250	2026
FortisBC Electric	150	2026
Autres entreprises d'électricité	215	²
Autres entreprises d'électricité	70 \$ US	2025
Siège social et autres	1 350	³
Autres facilités		
Entreprises de services publics réglementés		
Central Hudson – facilité de crédit non engagée	30 \$ US	s.o.
FortisBC Energy – facilité de crédit non engagée	55	2023
FortisBC Electric – facilité de découvert à vue non garantie	10	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilités remboursables à vue non garanties	20	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilité remboursable à vue non garantie et prêt de soutien d'urgence	60 \$ US	2022
Siège social et autres – facilité non renouvelable non garantie	30	s.o.

- ITC dispose également d'un programme de papier commercial d'un montant de 400 millions \$ US, aux termes duquel un montant de 155 millions \$ US était en cours au 31 décembre 2021 (2020 – 67 millions \$ US), lequel est présenté dans les emprunts à court terme.
- 50 millions \$ en 2024, 65 millions \$ en 2024 et 100 millions \$ en 2026.
- 50 millions \$ en 2023 et 1,3 milliard \$ en 2026.

15. CONTRATS DE LOCATION

La Société et ses filiales louent des installations de bureau, du matériel lié aux services publics, des terrains et des tours de communication aux termes de contrats de location dont la durée restante va jusqu'à 20 ans et qui prévoient des options de renouvellement. Certains contrats de location prévoient des paiements de loyers ajustés périodiquement en fonction de l'inflation ou exigent le paiement de montants liés aux impôts fonciers, aux assurances et à l'entretien ou d'autres charges d'exploitation associées aux locaux loués.

Les filiales de la Société ont également des contrats de location-financement liés aux centrales hydroélectriques dont la durée restante va jusqu'à 34 ans.

Les contrats de location sont présentés dans les bilans consolidés comme suit :

(en millions \$)	2021	2020
Contrats de location simple		
Autres actifs	40	40
Créditeurs et autres passifs courants	(8)	(7)
Autres passifs	(32)	(33)
Contrats de location-financement¹		
Actifs réglementaires	127	122
Immobilisations corporelles, montant net	210	211
Créditeurs et autres passifs courants	(4)	(2)
Contrats de location-financement	(333)	(331)

- FortisBC Electric détient un contrat de location-financement relativement au contrat BPPA (note 8), lequel est lié à la vente de la production de la centrale hydroélectrique Brilliant, et un contrat de location-financement relativement au poste de transformation Brilliant (« PTB »), lequel est lié à l'utilisation du poste. Les deux contrats arrivent à échéance en 2056. En contrepartie de l'achat ferme de quantités précises d'électricité, le contrat BPPA exige des versements semestriels fondés sur un rendement du capital, lesquels comprennent le coût en capital initial et continu ainsi que les coûts liés à l'achat d'électricité variables connexes. L'entente liée au PTB exige des versements semestriels fondés sur une charge liée au recouvrement du coût en capital du PTB et sur les coûts d'exploitation variables connexes.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

15. CONTRATS DE LOCATION (suite)

Les composantes de la charge locative s'établissaient comme suit :

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Coût lié aux contrats de location simple	8	10
Coût lié aux contrats de location-financement :		
Amortissement	2	14
Intérêts	32	34
Coût variable lié aux contrats de location	19	20
Total du coût lié aux contrats de location	61	78

Au 31 décembre 2021, la valeur actualisée des paiements de loyers minimaux s'établissait comme suit :

<i>(en millions \$)</i>	Contrats de location simple	Contrats de location-financement	Total
2022	8	35	43
2023	7	34	41
2024	6	34	40
2025	5	34	39
2026	3	35	38
Par la suite	20	1 030	1 050
	49	1 202	1 251
Moins : intérêts implicites	(9)	(865)	(874)
Total des obligations liées aux contrats de location	40	337	377
Moins : tranche courante	(8)	(4)	(12)
	32	333	365

Les informations supplémentaires liées aux contrats de location s'établissaient comme suit :

<i>(en millions \$, sauf indication contraire)</i>	2021	2020
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location <i>(en années)</i>		
Contrats de location simple	10	10
Contrats de location-financement	34	35
Taux d'actualisation moyen pondéré <i>(en %)</i>		
Contrats de location simple	3,8	4,0
Contrats de location-financement	5,1	5,1
Paievements en trésorerie liés aux obligations locatives		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation affectés aux contrats de location simple	(8)	(10)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation affectés aux contrats de location-financement	—	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement affectés aux contrats de location-financement	(2)	(25)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement affectés aux contrats de location-financement	—	(87)

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

16. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Avantages du personnel futurs (note 23)	740	905
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 3)	184	130
Dépôts de clients et autres dépôts	99	132
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 20)	96	86
Remise en état des centrales au gaz ¹	83	69
Régime de rémunération différée (note 9)	50	43
Obligations liées à la remise en état de mines ²	44	47
Contrat de vente d'énergie au détail ³	40	46
Contrats de location simple	32	33
Dérivés (note 25)	7	50
Autres	34	58
	1 409	1 599

- Aux termes des règles environnementales, Central Hudson doit inspecter les sites où elle ou ses prédécesseurs ont, à un moment donné, été propriétaires ou exploitants de centrales au gaz, ou les deux, et elle est tenue de remettre ces sites en état, le cas échéant. Les coûts sont comptabilisés d'après les montants qui peuvent être raisonnablement estimés. Au 31 décembre 2021, une obligation de 91 millions \$ a été comptabilisée, dont une tranche courante de 8 millions \$ a été comptabilisée dans les créiteurs et autres passifs courants (note 13). Central Hudson a avisé ses assureurs qu'elle prévoit leur demander le remboursement des coûts de remise en état en vertu des polices d'assurance couvrant pareils coûts. Les écarts entre les coûts réels et les limites tarifaires prévues sont différés à titre d'actif réglementaire aux fins de recouvrement futur (note 8).
- TEP paie continuellement des coûts de remise en état relatifs aux deux mines de charbon qui approvisionnent les installations dans lesquelles elle détient une participation, mais qu'elle n'exploite pas. Les coûts sont différés à titre d'actif réglementaire et recouverts auprès des clients, comme l'autorité de réglementation l'autorise. La quote-part de TEP des coûts de remise en état estimative s'élève à 56 millions \$ à l'expiration des contrats d'approvisionnement en charbon, entre 2022 et 2031. La valeur actualisée de l'obligation future estimative est présentée dans le tableau ci-dessus.
- En 2020, FortisAlberta a conclu une entente d'une durée de huit ans avec un fournisseur d'énergie au détail existant, en vertu de laquelle elle continuera d'agir à titre de détaillant par défaut pour les clients admissibles en vertu de l'option de vente au détail réglementée. Dans le cadre de cette entente, FortisAlberta a reçu un paiement initial, qui est amorti dans les produits sur la durée de l'entente.

17. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

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

	2021			2020		
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires <i>(en millions \$)</i>	Nombre moyen pondéré d'actions <i>(en millions)</i>	BPA <i>(en \$)</i>	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires <i>(en millions \$)</i>	Nombre moyen pondéré d'actions <i>(en millions)</i>	BPA <i>(en \$)</i>
BPA de base	1 231	470,9	2,61	1 209	464,8	2,60
Incidence des options sur actions potentiellement dilutives	—	0,5	—	—	0,6	—
BPA dilué	1 231	471,4	2,61	1 209	465,4	2,60

18. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Autorisé

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

Émises et en circulation	2021		2020	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions \$)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions \$)
Actions privilégiées de premier rang				
Série F	5 000	122	5 000	122
Série G	9 200	225	9 200	225
Série H	7 665	188	7 665	188
Série I	2 335	57	2 335	57
Série J	8 000	196	8 000	196
Série K	10 000	244	10 000	244
Série M	24 000	591	24 000	591
	66 200	1 623	66 200	1 623

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

Actions privilégiées de premier rang ^{1,2}	Rendement initial (en %)	Dividende annuel (en \$)	Rendement de l'action rajusté (en %)	Date d'option de rachat ou de conversion	Valeur de rachat (en \$)	Droit de convertir à raison de une pour une
Taux fixe perpétuel						
Série F	4,90	1,2250	—	Actuellement rachetables	25,00	—
Série J	4,75	1,1875	—	Actuellement rachetables	25,00	—
Taux fixe rajusté ^{3,4}						
Série G	5,25	1,0983	2,13	1 ^{er} septembre 2023	25,00	—
Série H ⁵	4,25	0,4588	1,45	1 ^{er} juin 2025	25,00	Série I
Série K	4,00	0,9823	2,05	1 ^{er} mars 2024	25,00	Série L
Série M	4,10	0,9783	2,48	1 ^{er} décembre 2024	25,00	Série N
Taux variable rajusté ^{4,6}						
Série I	2,10	—	1,45	1 ^{er} juin 2025	25,00	Série H
Série L	—	—	—	—	—	Série K
Série N	—	—	—	—	—	Série M

- Les porteurs ont droit à des dividendes trimestriels en trésorerie cumulatifs fixes ou variables au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société, payables en versements égaux le premier jour de chaque trimestre.
- À compter de dates de rachat précisées, la Société peut choisir de racheter, contre trésorerie, les actions privilégiées de premier rang en circulation, en totalité ou en partie, à la valeur de rachat par action précisée, majorée de tous les dividendes courus et impayés jusqu'aux dates de rachat fixées exclusivement, et les actions privilégiées de premier rang dont le taux est rajusté à chaque cinquième anniversaire de ces dates par la suite.
- À la date d'option de rachat ou de conversion, et tous les cinq ans par la suite, le taux rajusté du dividende par action annuel sera calculé en multipliant les 25,00 \$ l'action par le taux du dividende fixe annuel, soit la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans à la date de rajustement applicable, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.
- 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.
- Le taux du dividende annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H, a été rajusté, passant de 0,6250 \$ à 0,4588 \$, pour la période de cinq ans allant du 1^{er} juin 2020, inclusivement, au 1^{er} juin 2025, exclusivement.
- Le taux de dividende trimestriel variable sera rajusté tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

Le 1^{er} juin 2020, 267 341 actions privilégiées de premier rang, série H, ont été converties à raison de une pour une en actions privilégiées de premier rang, série I, alors que 907 577 actions privilégiées de premier rang, série I, ont été converties à raison de une pour une en actions privilégiées de premier rang, série H.

Lors de la liquidation ou dissolution volontaire ou forcée de Fortis, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de participer proportionnellement à tout partage des biens de Fortis, sous réserve des droits des porteurs des actions privilégiées de premier rang et de deuxième rang, ainsi que de toute autre catégorie d'actions de la Société dont les porteurs sont autorisés à recevoir les biens de la Société lors d'un tel partage en priorité sur les porteurs des actions ordinaires ou proportionnellement avec ces derniers.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

19. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>(en millions \$)</i>	Solde d'ouverture	Variation nette	Solde de clôture
2021			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	377	(104)	273
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(299)	23	(276)
Charge d'impôt sur le résultat	(6)	(2)	(8)
	72	(83)	(11)
Autres			
Couvertures de flux de trésorerie (note 25)	(4)	(1)	(5)
(Pertes) profits latents au titre des avantages du personnel futurs (note 23)	(49)	13	(36)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	15	(3)	12
	(38)	9	(29)
Cumul des autres éléments du résultat global	34	(74)	(40)
2020			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	713	(336)	377
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(359)	60	(299)
Charge d'impôt sur le résultat	(3)	(3)	(6)
	351	(279)	72
Autres			
Couvertures de flux de trésorerie (note 25)	17	(21)	(4)
Pertes latentes au titre des avantages du personnel futurs (note 23)	(38)	(11)	(49)
Économie d'impôt sur le résultat	6	9	15
	(15)	(23)	(38)
Cumul des autres éléments du résultat global	336	(302)	34

20. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Options sur actions

Des dirigeants et certains employés clés de Fortis et de ses filiales peuvent se voir attribuer des options sur actions ordinaires de la Société. Les options peuvent être exercées sur une période de dix ans à partir de la date d'attribution, viennent à expiration au plus tard trois ans après 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 2021 et en 2020.

	2021	2020
Options attribuées <i>(en milliers)</i>	431	686
Prix d'exercice <i>(en \$)</i> ¹	50,33	58,40
Juste valeur à la date d'attribution <i>(en \$)</i>	4,91	4,20
Hypothèses d'évaluation :		
Rendement de l'action <i>(en %)</i> ²	3,8	3,7
Volatilité attendue <i>(en %)</i> ³	20,0	15,8
Taux d'intérêt sans risque <i>(en %)</i> ⁴	0,9	1,2
Durée de vie moyenne pondérée attendue <i>(en années)</i> ⁵	5,0	5,2

1. Cours moyen pondéré en fonction des volumes des cinq jours précédant immédiatement la date d'attribution.
2. Reflète le rendement de l'action annuel moyen jusqu'à la date d'attribution et la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.
3. Reflète les données historiques sur une période correspondant à la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.
4. Rendement des obligations du gouvernement du Canada de référence au moment de l'attribution, qui couvre la durée de vie moyenne pondérée attendue des options.
5. Reflète les données historiques.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

20. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS (suite)

Le tableau ci-dessous résume les renseignements sur les options sur actions pour 2021.

	Total des options		Options dont les droits n'ont pas été acquis ¹	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)	Nombre d'options	Juste valeur moyenne pondérée à la date d'attribution (en \$)
<i>(en milliers, sauf indication contraire)</i>				
Options en circulation au début de l'exercice	3 262	45,26	1 772	3,81
Attribuées	431	50,33	431	4,91
Exercées	(777)	40,80	s.o.	s.o.
Dont les droits ont été acquis	s.o.	s.o.	(715)	3,67
Annulées/frappées de déchéance	—	—	—	—
Options en circulation à la fin de l'exercice	2 916	47,20	1 488	4,20
Options dont les droits sont acquis à la fin de l'exercice ²	1 428	42,76		

1. Au 31 décembre 2021, une charge de rémunération non comptabilisée totalisant 6 millions \$ était liée aux options sur actions dont les droits n'étaient pas encore acquis, laquelle devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'environ trois ans.

2. Au 31 décembre 2021, 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 26 millions \$.

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

	2021	2020
<i>(en millions \$)</i>		
Options sur actions exercées :		
Trésorerie reçue au titre du prix d'exercice	32	32
Valeur intrinsèque réalisée par les employés	11	15

Régime d'UAD

Les administrateurs de la Société qui ne sont pas des dirigeants sont admissibles à l'attribution d'UAD représentant la composante en actions de leur rémunération annuelle. En outre, les administrateurs peuvent choisir de recevoir leurs honoraires trimestriels sous forme de crédit porté à un compte fictif d'UAD au lieu d'un paiement en trésorerie. La Société peut aussi juger que des circonstances spéciales justifient l'attribution d'UAD additionnelles à un administrateur.

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

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

	2021	2020
<i>(en milliers)</i>		
Nombre d'unités		
Solde au début de l'exercice	147	165
Attribuées	30	25
Dividendes fictifs réinvestis	6	6
Réglées	—	(49)
Solde à la fin de l'exercice	183	147

La charge à payer a été comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectifs au 31 décembre (note 3) et incluse dans les autres passifs (note 16). La charge à payer, la charge de rémunération et la distribution en trésorerie pour 2021 et 2020 sont non significatives.

Régimes d'UALR

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

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

Le pourcentage du versement se fonde sur le rendement de la Société sur une période d'acquisition de trois ans, établi principalement selon : i) le rendement total pour les actionnaires de la Société par rapport à celui d'un groupe prédéfini de sociétés comparables; et ii) le BPA cumulé de la Société ou, pour les filiales, le bénéfice net cumulé de la Société comparé à la cible établie au moment de l'attribution.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

20. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS (suite)

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

	2021	2020
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	1 976	2 118
Attribuées	587	586
Dividendes fictifs réinvestis	60	71
Réglées	(697)	(735)
Annulées/frappées de déchéance	(28)	(64)
Solde à la fin de l'exercice	1 898	1 976
Renseignements supplémentaires (en millions \$)		
Charge de rémunération comptabilisée	74	58
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	33	32
Distribution en trésorerie	50	54
Charge à payer aux 31 décembre ²	132	108
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	165	140

1. Liée aux UALR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans.
2. Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre et incluse dans les créiteurs et autres passifs courants et dans les autres passifs (notes 13 et 16).
3. Liée aux UALR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an.

Régimes d'UAR

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

Les droits relatifs à chaque UAR sont acquis sur une période de trois ans ou au moment de l'admissibilité à la retraite du titulaire des unités, ils possèdent une valeur sous-jacente correspondant à la valeur d'une action ordinaire de la Société, ils donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels et ils sont réglés en trésorerie ou, à compter des attributions pour 2020, en actions ordinaires de la Société. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2020, les nouvelles émissions d'UAR peuvent être réglées en trésorerie ou en actions ordinaires, ou en trésorerie et en actions ordinaires à proportions égales, selon le type de règlement choisi par les dirigeants et à condition que les exigences en matière d'actionnariat soient respectées.

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

	2021	2020
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	1 048	1 050
Attribuées	378	356
Dividendes fictifs réinvestis	32	37
Réglées	(371)	(355)
Annulées/frappées de déchéance	(27)	(40)
Solde à la fin de l'exercice	1 060	1 048
Renseignements supplémentaires (en millions \$)		
Charge de rémunération comptabilisée	26	20
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	17	15
Distribution en trésorerie	21	19
Charge à payer aux 31 décembre ²	46	39
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	63	54

1. Liée aux UAR dont les droits ne sont pas encore acquis et devrait être comptabilisée sur une période moyenne pondérée de deux ans.
2. Comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectif au 31 décembre et incluse dans les créiteurs et autres passifs courants et dans les autres passifs à long terme (notes 13 et 16).
3. Liée aux UAR en circulation et reflète une durée de vie contractuelle moyenne pondérée de un an.

21. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

(en millions \$)	2021	2020
Composante capitaux propres de la PFUPC	77	78
Coût des prestations autre que le coût des services rendus	45	31
Profits sur dérivés	30	13
Bénéfice lié à une participation	7	20
Produits d'intérêts	5	13
Autres	9	(1)
	173	154

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

22. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Actifs et passifs d'impôt différé

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

(en millions \$)	2021	2020
Actifs d'impôt différé, montant brut		
Passifs réglementaires	560	527
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	556	494
Avantages du personnel futurs	169	175
Autres	91	116
	1 376	1 312
Réduction de valeur	(23)	(22)
Actifs d'impôt différé, montant net	1 353	1 290
Passifs d'impôt différé, montant brut		
Immobilisations corporelles	(4 571)	(4 253)
Actifs réglementaires	(283)	(263)
Immobilisations incorporelles	(126)	(118)
	(4 980)	(4 634)
Passif d'impôt différé, montant net	(3 627)	(3 344)

Avantages d'impôt non comptabilisés

(en millions \$)	2021	2020
Solde au début de l'exercice	33	36
Ajouts liés à l'exercice considéré	2	3
Ajustements liés aux exercices précédents ¹	(33)	(6)
Solde à la fin de l'exercice	2	33

1. UNS Energy a reçu l'approbation de l'Internal Revenue Service pour changer sa méthode comptable relativement à une situation fiscale incertaine, ce qui a donné lieu à une diminution des avantages d'impôt incertains.

Les avantages d'impôt non comptabilisés, s'ils étaient comptabilisés, réduiraient la charge d'impôt de 1 million \$ en 2021. Fortis n'a pas comptabilisé de charges d'intérêts en 2021 et en 2020 relativement à des avantages d'impôt non comptabilisés.

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions \$)	2021	2020
Au Canada		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	427	333
Charge d'impôt exigible	84	20
Charge d'impôt différé	(35)	(16)
Total au Canada	49	4
À l'étranger		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 212	1 287
Charge d'impôt exigible	3	(15)
Charge d'impôt différé	182	242
Total à l'étranger	185	227
Charge d'impôt sur le résultat	234	231

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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

22. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT (suite)

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>	2021	2020
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 639	1 620
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi <i>(en %)</i>	30,0	30,0
Taux d'imposition fédéral et provincial attendu prévu par la loi	492	486
Diminution découlant des éléments suivants :		
Différentiels de taux prévus par la loi à l'étranger et autres	(157)	(145)
PFUJC	(16)	(20)
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés :		
Écart entre l'amortissement déclaré aux fins fiscales et celui présenté aux fins comptables	(47)	(56)
Éléments capitalisés aux fins comptables, mais passés en charges aux fins fiscales	(13)	(26)
Autres	(25)	(8)
Charge d'impôt sur le résultat	234	231
Taux d'imposition effectif <i>(en %)</i>	14,3	14,3

Reports en avant d'impôt

<i>(en millions \$)</i>	Expiration	2021
Au Canada		
Pertes en capital	s.o.	15
Pertes autres qu'en capital	2028-2041	308
Autres crédits d'impôt	2026-2041	2
		325
Montants non comptabilisés		(15)
		310
À l'étranger		
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États	2022-2041	3 070
Autres crédits d'impôt	2023-2041	90
		3 160
Total des reports en avant d'impôt comptabilisés		3 470

La Société et certaines 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 potentiel de la conformité fiscale comprennent les États-Unis (palier fédéral, Arizona, Kansas, Iowa, Michigan, Minnesota et New York) et le Canada (palier fédéral, Colombie-Britannique et Alberta). Les années d'imposition de 2013 à 2021 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2011 à 2021, dans les territoires des États-Unis.

23. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS

Pour ce qui est des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE, l'obligation au titre des prestations et la juste valeur des actifs des régimes sont évaluées en date du 31 décembre.

Pour les filiales de la Société au Canada et dans les Caraïbes, les régimes de retraite doivent faire l'objet d'évaluations actuarielles pour établir les obligations de capitalisation au moins tous les trois ans. Les plus récentes évaluations actuarielles sont en date du 31 décembre 2018 pour FortisBC Energy et FortisBC Electric (régime des employés syndiqués); du 31 décembre 2019 pour les autres régimes de FortisBC Electric et pour Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisOntario; du 31 décembre 2020 pour la Société; et du 31 décembre 2021 pour Caribbean Utilities.

ITC, UNS Energy et Central Hudson réalisent des évaluations actuarielles annuelles, étant donné que leurs obligations de capitalisation se fondent sur le maintien de cibles annuelles minimales, lesquelles ont toutes été atteintes.

La politique de placement de la Société vise à assurer que les actifs des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'AAPE, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes. L'objectif de placement est de maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts pour la Société, évalués à la fois d'après les cotisations en trésorerie et la charge comptabilisée.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

23. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Répartition des actifs des régimes

(% moyen pondéré)

	Répartition cible en 2021	2021	2020
Titres de participation	47	48	48
Titres à revenu fixe	46	45	45
Titres immobiliers	6	6	6
Trésorerie et autres	1	1	1
	100	100	100

Juste valeur des actifs des régimes

(en millions \$)

	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
2021				
Titres de participation	749	1 271	—	2 020
Titres à revenu fixe	219	1 642	—	1 861
Titres immobiliers	—	—	235	235
Titres de sociétés fermées	—	—	21	21
Trésorerie et autres	10	15	—	25
	978	2 928	256	4 162
2020				
Titres de participation	713	1 163	—	1 876
Titres à revenu fixe	197	1 580	—	1 777
Titres immobiliers	—	17	204	221
Titres de sociétés fermées	—	—	20	20
Trésorerie et autres	8	17	—	25
	918	2 777	224	3 919

1. Se reporter à la note 25 pour une description de la hiérarchie des justes valeurs.

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs des régimes de retraite qui ont été évaluées à l'aide des données d'entrée du niveau 3.

(en millions \$)

	2021	2020
Solde au début de l'exercice	224	229
Rendement (perte) sur les actifs des régimes	32	(2)
Écart de change	—	(1)
Achats, ventes et règlements	—	(2)
Solde à la fin de l'exercice	256	224

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

23. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Situation de capitalisation

(en millions \$)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2021	2020	2021	2020
Variation de l'obligation au titre des prestations ¹				
Solde au début de l'exercice	3 995	3 632	789	712
Coûts des services	109	98	35	32
Cotisations des employés	18	17	2	2
Coût financier	98	113	19	22
Prestations versées	(170)	(162)	(25)	(27)
(Gains actuariels) pertes actuarielles	(111)	350	(70)	62
Crédits liés aux services passés/ modifications des régimes	(2)	—	—	(3)
Écart de change	(15)	(53)	(3)	(11)
Solde à la fin de l'exercice ²	3 922	3 995	747	789
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	3 528	3 208	391	343
Rendement réel des actifs des régimes	291	444	48	55
Prestations versées	(158)	(155)	(21)	(27)
Cotisations des employés	18	17	2	2
Cotisations de l'employeur	55	62	22	28
Écart de change	(12)	(48)	(2)	(10)
Solde à la fin de l'exercice	3 722	3 528	440	391
Situation de capitalisation	(200)	(467)	(307)	(398)
Présentation du bilan				
Autres actifs (note 9)	204	58	55	8
Autres passifs courants (note 13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Autres passifs (note 16)	(391)	(512)	(349)	(393)
	(200)	(467)	(307)	(398)

1. Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite à prestations définies et l'obligation au titre des prestations accumulées pour les régimes d'AAPE.

2. L'obligation au titre des prestations accumulées, qui ne tient pas compte des hypothèses relatives aux salaires futurs, pour les régimes de retraite à prestations définies s'établissait à 3 586 millions \$ au 31 décembre 2021 (2020 – 3 679 millions \$).

Pour les régimes de retraite à prestations définies dont l'obligation au titre des prestations projetées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2021, l'obligation s'élevait à 2 188 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 1 799 millions \$ (2020 – 3 290 millions \$ et 2 777 millions \$, respectivement).

Pour les régimes de retraite à prestations définies dont l'obligation au titre des prestations constituées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2021, l'obligation s'élevait à 1 243 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 1 063 millions \$ (2020 – 3 037 millions \$ et 2 741 millions \$, respectivement).

Pour les régimes d'AAPE dont l'obligation au titre des prestations constituées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2021, l'obligation s'élevait à 398 millions \$, comparativement à des actifs des régimes de 36 millions \$ (2020 – 589 millions \$ et 183 millions \$, respectivement).

Coût net des prestations¹

(en millions \$)	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2021	2020	2021	2020
Coûts des services	109	98	35	32
Coût financier	98	113	19	22
Rendement prévu des actifs des régimes	(177)	(176)	(19)	(19)
Amortissement des pertes actuarielles (gains actuariels)	36	33	(2)	(5)
Amortissement des crédits liés aux services passés/modifications des régimes	(1)	(1)	(1)	(2)
Ajustements réglementaires	(1)	—	3	4
	64	67	35	32

1. La composante coût des prestations autre que le coût des services rendus du coût net des prestations de la période est incluse dans les autres produits, montant net, aux états consolidés du résultat net.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

23. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Le tableau suivant présente un sommaire des montants cumulés au titre du coût net des prestations qui n'ont pas encore été comptabilisés en résultat net ou dans le résultat global ainsi que leur classement dans les bilans consolidés.

	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions \$)</i>				
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) non amortis	33	42	(5)	(1)
Coûts des services passés non amortis	1	1	7	7
Économie d'impôt sur le résultat	(8)	(10)	—	(1)
Cumul des autres éléments de bénéfice global	26	33	2	5
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets)	260	517	(81)	12
Crédits liés aux services passés	(5)	(7)	(6)	(8)
Autres reports réglementaires	10	13	14	18
	265	523	(73)	22
Actifs réglementaires (note 8)	376	523	12	65
Passifs réglementaires (note 8)	(111)	—	(85)	(43)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net	265	523	(73)	22

Le tableau ci-dessous présente un sommaire des composantes du coût net des prestations comptabilisées dans le résultat global ou à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.

	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2021	2020	2021	2020
<i>(en millions \$)</i>				
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	(10)	9	(4)	1
Amortissement des pertes actuarielles	1	1	—	—
Charge (économie) d'impôt	2	(2)	1	—
Total comptabilisé dans le résultat global	(7)	8	(3)	1
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	(220)	69	(95)	25
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	—	—	—	(3)
Amortissement des (pertes actuarielles) gains actuariels	(35)	(31)	2	5
Amortissement des crédits liés aux services passés	2	2	2	3
Écart de change	(2)	(7)	—	—
Ajustements réglementaires	(3)	(2)	(4)	(1)
Total comptabilisé au titre des (passifs) actifs réglementaires	(258)	31	(95)	29

Principales hypothèses

	Régimes de retraite à prestations définies		Régimes d'AAPE	
	2021	2020	2021	2020
<i>(% moyen pondéré)</i>				
Taux d'actualisation au cours de l'exercice ¹	2,60	3,16	2,60	3,22
Taux d'actualisation aux 31 décembre	3,00	2,63	2,97	2,64
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ²	5,40	5,52	4,88	5,28
Taux de croissance de la rémunération	3,30	3,34	—	—
Croissance tendancielle du coût des soins de santé aux 31 décembre ³	—	—	4,49	4,61

1. ITC et UNS Energy utilisent la méthode du taux d'actualisation fractionné pour établir le coût des services rendus et le coût financier. Toutes les autres filiales utilisent l'approche du taux d'actualisation unique.
2. Élaboré par la direction à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévues pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.
3. Le taux tendanciel du coût des soins de santé moyen pondéré projeté pour 2022 est de 5,75 % et devrait diminuer au cours des 11 prochaines années pour s'établir à 4,49 % en 2032 et demeurer à ce niveau par la suite.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

23. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Versements de prestations prévus <i>(en millions \$)</i>	Paiements au titre des régimes de retraite à prestations définies	Paiements au titre des régimes d'AAPE
2022	168 \$	28 \$
2023	172	29
2024	176	30
2025	181	32
2026	189	33
2027-2031	1 019	175

Au cours de 2022, la Société prévoit verser des cotisations de 49 millions \$ aux régimes de retraite à prestations définies et de 27 millions \$ aux régimes d'AAPE.

En 2021, la Société a passé en charges 44 millions \$ (2020 – 42 millions \$) aux fins des régimes de retraite à cotisations définies.

24. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en millions \$)</i>	2021	2020
Sommes versées (reçues)		
Intérêts	986	1 027
Impôt sur le résultat	(13)	(26)
Variation du fonds de roulement		
Débiteurs et autres actifs courants	(88)	(84)
Charges payées d'avance	(15)	(15)
Stocks	(56)	(36)
Actifs réglementaires — tranche courante	(99)	(49)
Créditeurs et autres passifs courants	164	(100)
Passifs réglementaires — tranche courante	(50)	(150)
	(144)	(434)
Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie		
Dépenses d'investissement courues	432	400
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	356	114
Apports sous forme d'aide à la construction	13	13

25. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE

Dérivés

De façon générale, la Société limite l'utilisation de dérivés à ceux qui peuvent servir de couvertures comptables, de couvertures économiques ou de couvertures de flux de trésorerie, ou à ceux qui sont approuvés à des fins de recouvrement réglementaire.

La Société comptabilise à la juste valeur tous les dérivés, sauf certains instruments comme les dérivés qui sont admissibles à l'exception relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des activités. Les justes valeurs reflètent des estimations fondées sur de l'information courante concernant le marché pour ces dérivés aux dates de clôture. Les estimations ne peuvent être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et, par conséquent, elles pourraient s'avérer inefficaces pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

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

Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité, des contrats d'approvisionnement des clients et des swaps sur gaz afin de réduire l'exposition au risque lié au prix de l'énergie. La juste valeur est évaluée principalement selon l'approche axée sur le marché, en utilisant des renseignements provenant de tiers indépendants dans la mesure du possible. Lorsque des prix publiés ne sont pas disponibles, des ajustements sont effectués en fonction de l'historique des rapports sur la courbe des prix, des frais de transport et des pertes sur lignes.

Central Hudson détient des swaps sur électricité et sur gaz naturel afin d'atténuer la volatilité des prix en fixant le prix d'achat effectif. La juste valeur est évaluée à l'aide des prix à terme fournis par des tiers indépendants.

25. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

FortisBC Energy détient des contrats d'approvisionnement en gaz afin de fixer le prix d'achat effectif du gaz naturel. La juste valeur reflète la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs selon les cours du marché publiés et les courbes des taux à terme relatifs au gaz naturel.

Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, comme les organismes de réglementation l'autorisent. Au 31 décembre 2021, des pertes latentes de 20 millions \$ (2020 – 73 millions \$) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 52 millions \$ (2020 – 17 millions \$) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires.

Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire

UNS Energy a conclu des contrats de ventes en gros pour fixer les prix de l'énergie et réaliser des marges potentielles, dont 10 % de tous les profits réalisés sont partagés avec les clients au moyen des comptes de stabilisation tarifaire. La juste valeur est évaluée selon une approche par le marché qui intègre des renseignements provenant de tiers indépendants, dans la mesure du possible.

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

Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2021, des profits latents de 21 millions \$ (2020 – 3 millions \$) ont été comptabilisés dans les produits.

Swaps sur rendement total

La Société détient des swaps sur rendement total pour gérer le risque de flux de trésorerie lié aux règlements en trésorerie futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 112 millions \$ et des durées de un an à trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2024. La juste valeur est évaluée au moyen d'une approche par le résultat, fondée sur les courbes des taux à terme. Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2021, des profits latents de 17 millions \$ (2020 – pertes latentes de 9 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Contrats de change

La Société détient des contrats de change libellés en dollars américains pour aider à atténuer l'exposition à la volatilité des taux de change. Ces contrats expirent à diverses dates jusqu'en novembre 2022 et ont une valeur nominale combinée de 161 millions \$. La juste valeur est évaluée à l'aide de renseignements provenant de tiers indépendants. Les profits latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2021, des pertes latentes de 11 millions \$ (2020 – profits latents de 11 millions \$) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

Swaps de taux d'intérêt

En 2021, ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt d'une valeur nominale totale de 375 millions \$ US pour gérer le risque de taux d'intérêt lié au refinancement de la dette à long terme échéant en novembre 2022. Les swaps ont une durée de cinq ans, incluent des clauses de résiliation anticipée obligatoire et seront résiliés au plus tard le 15 novembre 2022. La juste valeur a été évaluée au moyen d'une méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie fondée sur les taux LIBOR. Les profits et les pertes latents liés aux variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ils seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur la durée de la dette et ils n'ont pas été significatifs pour 2021.

Autres placements

ITC et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés. Ces placements comprennent des fonds communs de placement et des comptes du marché monétaire, qui sont comptabilisés à la juste valeur selon les cours sur des marchés actifs. Les profits et les pertes sont comptabilisés dans les autres produits, montant net. En 2021, des profits latents de 9 millions \$ (2020 – 7 millions \$) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

25. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

Évaluations de la juste valeur récurrentes

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

(en millions \$)	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
Au 31 décembre 2021				
Actifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	—	78	—	78
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	—	16	—	16
Contrats de change, swaps sur rendement total et swaps de taux d'intérêt ²	23	2	—	25
Autres placements ⁴	137	—	—	137
	160	96	—	256
Passifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	—	(46)	—	(46)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(3)	—	(3)
	—	(49)	—	(49)
Au 31 décembre 2020				
Actifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	—	38	—	38
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	—	6	—	6
Contrats de change et swaps sur rendement total ²	16	—	—	16
Autres placements ⁴	126	—	—	126
	142	44	—	186
Passifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	—	(94)	—	(94)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(12)	—	(12)
	—	(106)	—	(106)

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

2. Inclus au poste Débiteurs et autres actifs courants ou au poste Autres actifs.

3. Les profits latents ou pertes latentes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire en vue de leur recouvrement auprès des clients ou de leur remboursement aux clients à même les tarifs, tel qu'il est autorisé par les autorités de réglementation, sauf pour les contrats de ventes en gros à long terme et certains contrats de swap sur gaz.

4. Inclus au poste Autres actifs.

5. Inclus au poste Créditeurs et autres passifs courants ou au poste Autres passifs.

Contrats d'énergie

La Société a adopté la présentation au montant brut pour ses contrats dérivés visés par des conventions-cadres de compensation et des garanties, ce qui s'applique uniquement à ses contrats d'énergie. Le tableau suivant présente le montant potentiel de la compensation de soldes de contrepartie.

(en millions \$)	Montant brut comptabilisé dans le bilan	Compensation de soldes de contrepartie des contrats d'énergie	Garanties en trésorerie reçues/fournies	Montant net
Au 31 décembre 2021				
Actifs dérivés	94	25	7	62
Passifs dérivés	(49)	(25)	—	(24)
Au 31 décembre 2020				
Actifs dérivés	44	26	10	8
Passifs dérivés	(106)	(26)	(9)	(71)

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

25. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2021, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à diverses dates jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

	2021	2020
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	509	522
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	731	2 781
Swaps sur gaz (en PJ)	151	156
Primes liées aux contrats d'achat de gaz (en PJ)	144	203
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 886	1 588
Swaps sur gaz (en PJ)	29	36

1. « GWh » signifie gigawattheures, et « PJ » signifie pétajoules.

Risque de crédit

En ce qui a trait aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs et autres actifs courants, de même qu'aux autres créances à long terme, le risque de crédit se limite généralement à la valeur comptable dans les bilans consolidés. Les filiales de la Société possèdent généralement un bassin important et diversifié de clients, ce qui réduit la concentration du risque de crédit. Des politiques ont été adoptées afin de réduire le risque de crédit, notamment exiger des dépôts de la part des clients ou des paiements anticipés, vérifier la solvabilité de certains clients et procéder à des débranchements ou recourir à des agences de recouvrement indépendantes dans le cas de comptes en souffrance.

ITC fait face à une concentration du risque de crédit, ses produits découlant à environ 70 % de trois clients. Les clients ont une notation de première qualité, et le risque de crédit est en outre géré au moyen de l'exigence par MISO d'une lettre de crédit ou d'un dépôt en trésorerie correspondant à l'exposition au risque de crédit. Le risque de crédit est établi au moyen d'un modèle de notation du crédit et d'autres facteurs.

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

UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy, Aitken Creek et la Société sont exposées à un risque de crédit lié au défaut des contreparties à leurs dérivés. Le risque de crédit est géré par le règlement des paiements sur une base nette lorsque possible et par le fait de traiter uniquement avec des contreparties dont la notation est de première qualité. UNS Energy et Central Hudson ont conclu certaines ententes contractuelles exigeant des contreparties qu'elles fournissent des garanties.

La valeur des dérivés en position de passif net en vertu de contrats assortis de clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles devaient s'appliquer, pourraient exiger la fourniture d'une garantie d'un montant équivalent était de 59 millions \$ au 31 décembre 2021 (2020 – 88 millions \$).

Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger

La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCl, de Belize Electric Company Limited et de Belize Electricity est le dollar américain ou est fondée sur la valeur du dollar américain. Le bénéfice et les flux de trésorerie provenant de ces entités et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société limite cette exposition au moyen d'instruments de couverture.

Au 31 décembre 2021, une tranche de 2,2 milliards \$ US (2020 – 2,3 milliards \$ US) de la dette à long terme libellée en dollars américains de la Société a été désignée à titre de couverture efficace des investissements nets, une tranche d'environ 10,8 milliards \$ US (2020 – 10,2 milliards \$ US) demeurant non couverte. Les variations des taux de change liées aux investissements nets couverts dans des filiales étrangères ainsi qu'à la dette servant de couverture sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global.

Instruments financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur

À l'exclusion de la dette à long terme, la valeur comptable consolidée des instruments financiers restants de la Société se rapproche de leur juste valeur, ce qui reflète l'échéance à court terme, les conditions normales de crédit et la nature de ces instruments.

Au 31 décembre 2021, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 25,5 milliards \$ (2020 – 24,5 milliards \$), comparativement à une juste valeur estimative de 28,8 milliards \$ (2020 – 29,1 milliards \$).

26. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2021, les obligations fermes d'achat minimal s'établissaient comme suit :

(en millions \$)	Total	1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta ¹	2 525	53	54	55	56	58	2 249
Obligations d'achat de gaz et de combustible ²	2 464	787	446	252	169	121	689
CAE renouvelables ³	1 918	122	122	122	122	122	1 308
Obligations d'achat d'électricité ⁴	1 783	288	254	194	184	185	678
Convention de servitudes avec ITC ⁵	366	13	13	13	13	13	301
Convention de recouvrement de créances ⁶	109	3	3	3	3	3	94
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁷	87	17	16	11	8	6	29
Autres ⁸	158	66	7	7	6	4	68
	9 410	1 349	915	657	561	512	5 416

- FortisBC Electric est partie à un contrat visant l'achat d'électricité de la centrale hydroélectrique pour l'expansion du barrage Waneta pour une durée de 40 ans, à compter d'avril 2015.
- FortisBC Energy (1 686 millions \$)** : comprend des contrats d'achat de gaz, de gaz naturel renouvelable, de transport de gaz et de services d'entreposage qui arrivent à échéance en 2062. FortisBC Energy a des obligations d'achat de gaz qui sont fondées sur des indices de prix du gaz qui varient selon les prix du marché; les obligations sont basées sur les prix indiciaires en vigueur le 31 décembre 2021. Les obligations d'approvisionnement en gaz naturel renouvelable présentées reflètent le prix contractuel par GJ convenu entre la Société et les fournisseurs.
UNS Energy (670 millions \$) : comprend des contrats à long terme relatifs à l'achat et à la livraison de charbon pour alimenter les centrales, à l'achat de services de transport de gaz pour répondre aux besoins en charges, à l'achat de services de transport pour l'électricité achetée, ainsi que des contrats sur marchandises liés au gaz naturel basés sur les prix du marché projetés au 31 décembre 2021. Les montants payés pour le charbon dépendent des quantités réelles d'achat et de livraison. Certains contrats comprennent des clauses d'ajustement de prix qui auront une incidence sur les coûts futurs. Ces contrats viennent à expiration à diverses dates jusqu'en 2040.
- TEP et UNS Electric sont parties à des CAE renouvelables qui viennent à expiration entre 2027 et 2051 et qui exigent que TEP et UNS Electric achètent 100 % de la production de certaines centrales de production d'énergie renouvelable et des CER liés à l'énergie fournie, une fois que ces centrales ont commencé leur exploitation commerciale. Les montants constituent les paiements futurs estimatifs.
- Maritime Electric (815 millions \$)** : comprend un contrat d'achat d'énergie et un contrat de capacité de transport de 30 MW vers l'Île-du-Prince-Édouard conclus avec New Brunswick Power, qui viendront à échéance en décembre 2026 et en novembre 2032, respectivement. En vertu de ces contrats, Maritime Electric a droit à environ 4,55 % de la production de la centrale nucléaire Point Lepreau de New Brunswick Power et doit payer sa part des coûts liés aux immobilisations et des coûts d'exploitation pendant la durée de vie de celle-ci.
FortisOntario (544 millions \$) : comprend un contrat avec Hydro-Québec pour l'achat de capacité pouvant atteindre 145 MW et de l'énergie associée d'au moins 537 GWh par année jusqu'en décembre 2030.
FortisBC Electric (276 millions \$) : comprend un contrat avec BC Hydro pour l'achat de capacité pouvant atteindre 200 MW et de l'énergie associée pouvant atteindre 1 752 GWh par année sur une durée de 20 ans, à compter du 1^{er} octobre 2013.
UNS Energy (118 millions \$) : une entente avec le Salt River Project Agricultural Improvement and Power District visant l'achat d'une capacité maximale de 300 MW, d'électricité et de services accessoires jusqu'en 2023. TEP paiera des frais mensuels de mobilisation de capacités et des frais d'électricité variables.
- ITC est partie à une convention avec Consumers Energy, le principal client de METC, qui accorde à la société une servitude pour le transport de l'électricité ainsi que des droits de passage, des droits de jouissance, des intérêts en fief et des permis associés aux terrains que les lignes de transport traversent. La convention expirera en décembre 2050 et est assujettie à dix renouvellements potentiels d'une durée de 50 ans par la suite, à moins que METC ne produise un avis de non-renouvellement au moins un an à l'avance.
- Maritime Electric est partie à une convention de recouvrement de créances avec PEI Energy Corporation pour le coût en capital initial des câbles sous-marins et des pièces associées de l'interconnexion du système de transport du Nouveau-Brunswick. Les paiements en vertu de la convention, laquelle expire en février 2056, sont recouverts à même les tarifs facturés aux clients.
- UNS Energy et Central Hudson sont parties à des contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable visant principalement l'achat d'attributions environnementales auprès des clients de détail ayant des centrales solaires ou d'autres centrales de production d'énergie renouvelable. Les paiements sont principalement faits à des intervalles convenus par contrat selon la quantité d'énergie produite mesurée.
- Comprend les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés.

Autres engagements

En vertu d'un cadre de financement conclu avec les gouvernements de l'Ontario et du Canada, Fortis fournira un apport minimal d'approximativement 155 millions \$ sous forme de capitaux propres à la société en commandite Wataynikaneyap, proportionnellement à la participation de 39 % de Fortis et en fonction des dépenses d'investissement définitives du projet connexe approuvées par les autorités de réglementation.

La société en commandite Wataynikaneyap a conclu des conventions d'emprunt pour financer le projet durant la phase de construction. Dans l'éventualité où un prêteur en vertu des conventions d'emprunt réaliserait la garantie sur les emprunts, Fortis pourrait être tenue d'accélérer ses apports en capitaux propres, dont le montant pourrait être supérieur à celui autrement exigible de Fortis en vertu du cadre de financement, jusqu'à un financement maximal totalisant 235 millions \$.

Les projets de mise en valeur d'ITC pourraient donner lieu à des paiements aux promoteurs qui sont conditionnels à l'atteinte de certains jalons indiquant que les projets sont financièrement viables. Il est raisonnablement possible qu'ITC sera tenue d'effectuer ces paiements conditionnels, qui pourraient s'élever jusqu'à 88 millions \$ à la clôture financière des projets. S'il devient probable que ces paiements seront effectués, le passif et l'immobilisation incorporelle correspondante seront comptabilisés.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020

26. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (suite)

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant San Juan, Four Corners et Luna qui arriveront à expiration entre 2022 et 2046, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à Navajo. En cas de défaut de paiement, les participants ont garanti que chaque participant qui n'est pas en défaut assumera sa quote-part des charges autrement payables par le participant en défaut. En échange, les participants qui ne sont pas en défaut ont le droit de recevoir leur quote-part de la capacité de production du participant en défaut. Dans le cas de Navajo, les participants chercheraient à être dédommagés financièrement par la partie en défaut. Aucun montant maximal n'a été établi relativement à ces garanties, sauf en ce qui concerne Four Corners, pour laquelle un montant maximal de 318 millions \$ est prévu. Au 31 décembre 2021, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

Central Hudson participe à un investissement avec d'autres entreprises de services publics visant le développement, la propriété et l'exploitation conjoints de projets de transport d'électricité dans l'État de New York. L'engagement maximal de Central Hudson est de 83 millions \$, et Central Hudson a fourni une garantie de société mère au titre de cet engagement. Au 31 décembre 2021, aucune obligation n'était prévue relativement à cette garantie.

Au 31 décembre 2021, FortisBC Holdings Inc. (« FHI ») avait des garanties de société mère en cours de 69 millions \$ afin de soutenir les activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek.

Éventualité

En avril 2013, FHI et Fortis ont été nommées défenderesses dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, relativement à la participation dans un droit de passage d'un pipeline sur des terres de la réserve. Le pipeline a été transféré par FHI (alors Terasen Inc.) à Kinder Morgan Inc. en 2007. La bande veut obtenir l'annulation du droit de passage et des dommages-intérêts en compensation d'une ingérence injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. En mai 2016, la Cour fédérale a rejeté la demande de contrôle judiciaire du consentement ministériel faite par la bande. En septembre 2017, la Cour d'appel fédérale a annulé le consentement ministériel et renvoyé la question au ministère pour révision. Aucun montant n'a été comptabilisé à cet égard, puisque l'issue ne peut être raisonnablement déterminée à l'heure actuelle.

Sommaire des données financières historiques

États du résultat net (en millions \$)	2021	2020	2019 ⁽¹⁾
Produits	9 448	8 935	8 783
Coûts de l'approvisionnement énergétique et charges d'exploitation	5 474	4 999	4 972
Amortissements	1 505	1 428	1 350
Profit sur cession	–	–	577
Autres produits, montant net	173	154	138
Charges financières	1 003	1 042	1 035
Charge d'impôt sur le résultat	234	231	289
Bénéfice lié aux activités poursuivies	1 405	1 389	1 852
Bénéfice lié aux activités abandonnées, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Profit extraordinaire, déduction faite de l'impôt	–	–	–
Bénéfice net	1 405	1 389	1 852
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	111	115	130
Bénéfice net attribuable aux actionnaires privilégiés	63	65	67
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 231	1 209	1 655
Bilans (en millions \$)			
Actifs courants	2 728	2 612	2 574
Immobilisations corporelles, immobilisations autres que celles liées aux services publics ² , immobilisations incorporelles	39 159	37 289	35 248
Goodwill	11 720	11 792	12 004
Autres actifs à long terme	4 052	3 788	3 578
Total de l'actif	57 659	55 481	53 404
Passifs courants	4 802	4 148	4 176
Dettes à long terme (excluant la tranche courante)	23 707	23 113	21 501
Autres passifs à long terme	8 234	7 936	7 614
Total du passif	36 743	35 197	33 291
Total des capitaux propres	20 916	20 284	20 113
Flux de trésorerie (en millions \$)			
Activités d'exploitation	2 907	2 701	2 663
Activités d'investissement	(3 488)	(4 132)	(2 768)
Activités de financement, excluant les dividendes	1 180	2 243	788
Dividendes	(729)	(916)	(634)
Statistiques financières			
Taux de rendement de la valeur comptable moyenne des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (en %)	7,09	7,12	10,40
Taux de capitalisation (en %) (à la fin de l'exercice)			
Total de la dette et des contrats de location-financement (déduction faite de la trésorerie)	57,2	56,8	55,1
Actions privilégiées	3,6	3,7	4,0
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	39,2	39,5	40,9
Ratio de couverture des intérêts (multiple)			
Dettes	2,5	2,4	2,9
Toutes les charges fixes	2,5	2,4	2,9
Dépenses d'investissement (en millions \$)	3 564	4 177	3 818
Données par action ordinaire			
Valeur comptable par action (à la fin de l'exercice) (en \$)	37,21	36,58	36,49
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)	470,9	464,8	436,8
Bénéfice de base par action ordinaire (en \$)	2,61	2,60	3,79
Dividendes déclarés par action ordinaire (en \$)	2,08	1,965	1,855
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	2,05	1,9375	1,8275
Ratio de distribution des dividendes (en %)	78,5	74,5	48,2
Ratio cours/bénéfice (multiple)	23,4	20,0	14,2
Sommaire des activités boursières (TSX)			
Cours maximal (en \$)	61,54	59,28	56,94
Cours minimal (en \$)	48,97	41,52	44,00
Cours de clôture (en \$)	61,03	52,00	53,88
Volume (en milliers)	386 673	441 457	297 490

⁽¹⁾ Les éléments non récurrents ont eu une incidence sur les résultats, principalement en raison de la cession de l'Expansion de Waneta en 2019, de l'acquisition d'ITC en 2016, de la vente d'actifs non essentiels en 2015, de l'acquisition d'UNS Energy en 2014 et de l'acquisition de Central Hudson en 2013.

⁽²⁾ Les immobilisations autres que celles liées aux services publics ont été cédées dans le cadre de la vente d'actifs immobiliers commerciaux et d'actifs hôteliers en 2015.

2018	2017	2016 ⁽ⁿ⁾	2015 ⁽ⁿ⁾	2014 ⁽ⁿ⁾	2013 ⁽ⁿ⁾	2012
8 390	8 301	6 838	6 757	5 401	4 047	3 654
4 782	4 611	4 372	4 465	3 690	2 654	2 390
1 243	1 179	983	873	688	541	470
-	-	-	-	-	-	-
60	116	53	197	(25)	(31)	4
974	914	678	553	547	389	366
165	588	145	223	66	32	61
1 286	1 125	713	840	385	400	371
-	-	-	-	5	-	-
-	-	-	-	-	20	-
1 286	1 125	713	840	390	420	371
120	97	53	35	11	10	9
66	65	75	77	62	57	47
1 100	963	585	728	317	353	315
3 261	2 207	2 166	1 857	1 787	1 296	1 093
33 957	30 749	30 348	20 136	18 304	12 612	10 574
12 530	11 644	12 364	4 173	3 732	2 075	1 568
3 303	3 222	3 026	2 638	2 410	1 925	1 715
53 051	47 822	47 904	28 804	26 233	17 908	14 950
4 252	3 504	3 944	2 638	2 676	2 084	1 350
23 159	20 691	20 817	10 784	9 911	6 424	5 741
7 184	6 878	6 693	5 029	4 534	3 024	2 449
34 595	31 073	31 454	18 451	17 121	11 532	9 540
18 456	16 749	16 450	10 353	9 112	6 376	5 410
2 604	2 756	1 884	1 673	982	899	992
(3 252)	(3 025)	(6 891)	(1 368)	(4 199)	(2 164)	(1 096)
1 254	932	5 491	(14)	3 627	1 434	396
(610)	(593)	(441)	(332)	(266)	(248)	(225)
7,78	7,31	5,56	9,75	5,45	8,06	8,06
59,7	59,2	60,6	54,8	56,4	56,2	55,3
3,9	4,4	4,4	8,3	9,1	9,0	9,7
36,4	36,4	35,0	36,9	34,5	34,8	35,0
2,3	2,7	2,1	2,7	1,6	1,9	2,0
2,3	2,7	2,1	2,7	1,6	1,9	2,0
3 218	3 024	2 061	2 243	1 725	1 175	1 146
34,80	31,77	32,31	28,62	24,89	22,38	20,84
424,7	415,5	308,9	278,6	225,6	202,5	190,0
2,59	2,32	1,89	2,61	1,41	1,74	1,66
1,75	1,65	1,55	1,43	1,30	1,25	1,21
1,725	1,625	1,525	1,40	1,28	1,24	1,20
66,6	70,0	80,7	53,6	90,8	71,3	72,3
17,6	19,9	21,9	14,3	27,6	17,5	20,6
47,36	48,73	44,87	42,23	40,83	35,14	34,98
39,38	40,59	35,53	34,16	29,78	29,51	31,70
45,51	46,11	41,46	37,41	38,96	30,45	34,22
269 284	205 261	293 991	172 038	174 566	120 470	115 962

Renseignements pour les investisseurs

Dates prévues de versement des dividendes* et de publication des résultats

Dates de fermeture des registres

17 mai 2022	19 août 2022
17 novembre 2022	15 février 2023

Dates de versement des dividendes

1 ^{er} juin 2022	1 ^{er} septembre 2022
1 ^{er} décembre 2022	1 ^{er} mars 2023

Dates de publication des résultats

4 mai 2022	28 juillet 2022
28 octobre 2022	10 février 2023

* L'établissement des dates de fermeture des registres et la déclaration et le versement des dividendes doivent être approuvés par le conseil d'administration.

Agent des transferts et agent comptable des registres

La Société de fiducie Computershare du Canada (« Computershare » ou l'« agent des transferts ») est chargée de la tenue du registre des actionnaires et de l'émission, du transfert et de l'annulation des certificats d'actions. Les transferts peuvent être effectués à ses bureaux de Montréal et de Toronto au Canada et aux bureaux américains des coagents des transferts à Canton au Massachusetts, à Jersey City au New Jersey et à Louisville au Kentucky. 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
Tél. : 514.982.7555 ou 1.866.586.7638
Télééc. : 416.263.9394 ou 1.888.453.0330
Site Web : www.investorcentre.com/fortisinc

Computershare Trust Company N.A.

À l'attention de : Shareholder Services
Livraison du courrier en moins de 24 heures :
462 South 4th Street, Suite 1600, Louisville, KY 40202
Courrier de première classe, recommandé ou certifié :
P.O. Box 505005, Louisville, KY 40233-5005
Tél. : 1.800.962.4284 Téléc. : 781.575.3603

Dépôt direct des dividendes

Les actionnaires peuvent bénéficier du service de dépôt direct électronique de leurs dividendes au compte de l'institution bancaire canadienne et américaine de leur choix en communiquant avec l'agent des transferts.

Rapport annuel envoyé en double

Malgré nos efforts pour éviter que des rapports soient envoyés en double, des actionnaires peuvent recevoir plus d'un exemplaire du rapport annuel parce qu'ils ont plusieurs comptes d'actions. Les actionnaires désireux de consolider ces comptes sont priés de communiquer avec l'agent des transferts.

Désignation à titre de dividendes déterminés

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 déterminés ». À moins d'indication contraire, tous les dividendes versés par Fortis après cette date sont désignés comme des « dividendes déterminés » aux fins de la législation susmentionnée.

Assemblée annuelle et extraordinaire

Jeudi 5 mai 2022, à 10 h 30 HAT

Régimes de réinvestissement des dividendes

Fortis offre aux actionnaires ordinaires un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») pour les inciter à investir davantage dans Fortis. Les dividendes ainsi que toute contribution optionnelle (minimum de 100 \$ et maximum de 30 000 \$ par an) des participants sont déposés automatiquement dans le régime aux fins de l'achat d'autres actions ordinaires. Les participants peuvent acheter des actions chaque trimestre, soit les 1^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} décembre, au cours de marché moyen alors en vigueur à la cote de la Bourse de Toronto. En vertu du RRD, un escompte de 2 % est offert aux participants qui achètent, en réinvestissant leurs dividendes, des actions ordinaires à même les actions propres. Pour toute demande d'information, s'adresser à l'agent des transferts.

Symbole des actions

Les actions ordinaires, les actions privilégiées de premier rang, série F; les actions privilégiées de premier rang, série G; les actions privilégiées de premier rang, série H; les actions privilégiées de premier rang, série I; les actions privilégiées de premier rang, série J; les actions privilégiées de premier rang, série K; et les actions privilégiées de premier rang, série M de Fortis Inc. sont négociées à la Bourse de Toronto sous les symboles FTS, FTS.PR.F, FTS.PR.G, FTS.PR.H, FTS.PR.I, FTS.PR.J, FTS.PR.K et FTS.PR.M, respectivement. Les actions ordinaires sont également inscrites à la Bourse de New York et négociées sous le symbole FTS.

Jour de l'évaluation

Aux fins des gains en capital, les prix au jour de l'évaluation sont les suivants :

22 décembre 1971	1,531 \$
22 février 1994	7,156 \$

Relations avec les investisseurs et les analystes

Tél. : 709.737.2900
Télééc. : 709.737.5307
Courriel : investorrelations@fortisinc.com

Dirigeants de Fortis Inc.

David G. Hutchens

Président et chef de la direction

Jocelyn H. Perry

Vice-présidente directrice et chef des finances

Nora M. Duke

Vice-présidente directrice, développement durable, et chef des ressources humaines

James R. Reid

Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire de la Société

Gary J. Smith

Vice-président directeur, exploitation et innovation

Stuart I. Lochray

Vice-président principal, marché des capitaux et développement de l'entreprise

Stephanie A. Amaimo

Vice-présidente, relations avec les investisseurs

Karen J. Gosse

Vice-présidente, contrôleur

Ronald J. Hinsley

Vice-président et chef de l'information

Karen M. McCarthy

Vice-présidente, communications et affaires de l'entreprise

Regan P. O'Dea

Vice-président, conseiller juridique général

Photographies :

David Sanders, Tucson, Arizona

Doug Wollin, Wisconsin

David Howells, St. John's (T.-N.-L.)

Louise Vessey, Charlottetown (Î.-P.-É.)

Ka-Kei Law, Vancouver (C.-B.)

Conception et production :

m5 Marketing Communications, St. John's (T.-N.-L.) www.m5.ca

Imprimeur :

The Lowe-Martin Group, Ottawa (Ontario)

Conseil d'administration

Douglas J. Haughey * * *

Président du conseil, Fortis Inc.
Calgary (Alberta)

Tracey C. Ball * *

Administratrice de sociétés
Victoria (Colombie-Britannique)

Pierre J. Blouin * *

Administrateur de sociétés
Montréal (Québec)

Paul J. Bonavia * *

Administrateur de sociétés
Dallas, Texas

Lawrence T. Borgard * *

Administrateur de sociétés
Naples, Floride

Maura J. Clark * *

Administratrice de sociétés
New York, New York

Margarita K. Dilley * *

Administratrice de sociétés
Washington, D.C.

Julie A. Dobson * *

Administratrice de sociétés
Potomac, Maryland

Lisa L. Durocher *

Vice-présidente principale, Services financiers et émergents
Rogers Communications Inc.
Whitby (Ontario)

David G. Hutchens

Président et chef de la direction, Fortis Inc.
Tucson, Arizona

Gianna M. Manes * *

Administratrice de sociétés
Fort Mill, Caroline du Sud

Jo Mark Zurel * *

Administrateur de sociétés
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)

* Comité d'audit

* Comité des ressources humaines

* Comité de la gouvernance et de la durabilité

Pour consulter les biographies des membres du conseil d'administration, visitez www.fortisinc.com



Fortis Place | Suite 1100, 5 Springdale Street | PO Box 8837 | St. John's, NL, Canada A1B 3T2
Tél. : 709.737.2800 | Téléc. : 709.737.5307 | www.fortisinc.com | TSX/NYSE : FTS
info@fortisinc.com |  @Fortis_NA |  Fortis Inc.