



St. John's (T.-N.-L.) – le 12 février 2026

FORTIS INC. PRÉSENTE SES RÉSULTATS POUR LE QUATRIÈME TRIMESTRE ET L'EXERCICE 2025

Le présent communiqué de presse constitue un « communiqué désigné » intégré par renvoi dans le supplément de prospectus, daté du 9 décembre 2024, relatif au prospectus préalable de base simplifié de Fortis, daté du 9 décembre 2024.

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») (TSX/NYSE : FTS), comptant parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord, a publié ses résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2025¹.

Faits saillants

- Un bénéfice net annuel de 1,7 milliard de dollars, ou 3,40 \$ par action ordinaire, enregistré pour 2025.
- Un bénéfice net ajusté par action ordinaire² de 3,53 \$ pour l'exercice, en hausse par rapport à 3,28 \$ en 2024.
- Des dépenses d'investissement² de 5,6 milliards de dollars, générant une croissance annuelle de la base tarifaire³ de 7 %.
- Une hausse du dividende sur les actions ordinaires de 4,1 % au quatrième trimestre, ce qui marque la 52^e hausse annuelle consécutive.
- La publication du rapport sur la résilience climatique de 2026.

« En 2025, Fortis a de nouveau enregistré une solide performance financière et opérationnelle, reflétant le dévouement de nos gens, la croissance de nos entreprises de services publics réglementés, ainsi que notre engagement à fournir de la valeur à long terme, a déclaré David Hutchens, président et chef de la direction, Fortis Inc. Nos efforts axés sur la fiabilité et l'abordabilité et la mise en œuvre rigoureuse de notre programme d'investissement nous ont permis de générer des résultats solides encore cette année. »

« Nous avons récemment annoncé notre plus important programme d'investissement sur cinq ans, qui se chiffre à 28,8 milliards de dollars, et qui favorisera une croissance de la base tarifaire à long terme de 7 % ainsi qu'une croissance annuelle du dividende de 4 % à 6 % jusqu'en 2030 », a ajouté M. Hutchens. Notre stratégie demeure claire : assurer un accès sécuritaire, fiable et abordable à l'énergie aujourd'hui, tout en effectuant des investissements responsables pour répondre aux besoins changeants de nos clients et de nos collectivités. »

Bénéfice net

En 2025, la Société a affiché un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (le « bénéfice net ») de 1,7 milliard de dollars, ou 3,40 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,6 milliard de dollars, ou 3,24 \$ par action ordinaire, en 2024. En 2025, la croissance du bénéfice a été touchée par des pertes liées aux cessions de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity de 63 millions de dollars, dont environ la moitié se rapporte à l'impôt sur le résultat. En outre, les résultats de 2024 ont subi l'incidence rétroactive défavorable de 20 millions de dollars de la réduction du taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») de base de Midcontinent Independent System Operator (« MISO ») en ce qui a trait à ITC.

¹ L'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire.

² Fortis se sert de mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). Ces mesures pourraient ne pas être comparables aux mesures analogues présentées par d'autres entités. Fortis présente ces mesures non conformes aux PCGR des États-Unis parce que la direction et les parties prenantes externes les utilisent pour évaluer la performance financière de la Société. Se reporter au rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis qui figure dans le présent document.

³ Les taux de croissance sont calculés selon un taux de change constant entre le dollar américain et le dollar canadien.

Compte non tenu des éléments susmentionnés, le bénéfice net a augmenté de 151 millions de dollars, ou 0,25 \$ par action ordinaire, par rapport à 2024. L'augmentation est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos entreprises de services publics, incluant la hausse liée aux projets d'investissement majeurs. Elle est également attribuable à l'ajustement des coûts entré en vigueur le 1^{er} juillet 2024 en ce qui concerne Central Hudson, aux profits latents sur les contrats dérivés et à l'incidence favorable du change. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la diminution du bénéfice d'UNS Energy tenant à la hausse des coûts liée à la croissance de la base tarifaire, qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients, par la baisse des ventes au détail d'électricité attribuable aux températures plus douces et par la diminution des marges sur les ventes en gros d'électricité. L'expiration d'un incitatif réglementaire en ce qui concerne FortisAlberta, la hausse des charges financières de la société de portefeuille et des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions non recouvrables, ainsi que la baisse du bénéfice de FortisTCI et de Fortis Belize, ont aussi eu une incidence défavorable sur les résultats. La hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au régime de réinvestissement des dividendes de la Société, a aussi eu une incidence sur le bénéfice net par action ordinaire.

Le bénéfice net s'est établi à 422 millions de dollars, ou 0,83 \$ par action ordinaire, au quatrième trimestre de 2025, comparativement à 396 millions de dollars, ou 0,79 \$ par action ordinaire, à la période correspondante de 2024. Compte non tenu de la perte de 31 millions de dollars à la cession des participations de la Société au Belize en 2025 et de l'incidence rétroactive défavorable de 20 millions de dollars de la réduction du RCP de base de MISO en 2024, le bénéfice net a augmenté de 37 millions de dollars, ou 0,07 \$ par action ordinaire, par rapport au quatrième trimestre de 2024. L'augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs que ceux évoqués pour expliquer les résultats de l'exercice, ainsi qu'au calendrier des coûts d'exploitation en ce qui concerne FortisAlberta.

Bénéfice net ajusté²

Le bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires (« bénéfice net ajusté ») reflète le retrait des éléments que la direction exclut de son processus de prise de décisions clés et de son évaluation des résultats d'exploitation. Des ajustements favorables de 31 millions de dollars et de 63 millions de dollars ont été apportés au bénéfice net en lien avec la cession des participations de Fortis au Belize au quatrième trimestre de 2025 et avec la cession de FortisTCI et des participations au Belize à l'exercice clos le 31 décembre 2025, respectivement. Pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024, un ajustement favorable a été apporté au bénéfice net pour tenir compte de l'incidence rétroactive de 20 millions de dollars de la réduction du RCP de base de MISO.

Dépenses d'investissement²

Les dépenses d'investissement ont totalisé 5,6 milliards de dollars en 2025, reflétant l'avancement de plusieurs projets d'investissement majeurs de la Société, notamment les projets de la première tranche du plan de transport sur grande distance de Midcontinent Independent System Operator (« MISO ») et le projet Big Cedar lié à la croissance de la demande en ce qui concerne ITC, ainsi que le projet Vail-to-Tortolita et la centrale de gaz Black Mountain en ce qui concerne UNS Energy. Les dépenses d'investissement ont permis d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, laquelle s'est établie à 42,4 milliards de dollars, ce qui représente une croissance de 7 % par rapport à 2024³.

Le programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030 de la Société se chiffre à 28,8 milliards de dollars, soit 2,8 milliards de dollars de plus que le programme sur cinq ans précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des investissements dans le transport liés aux nouvelles interconnexions, au plan de transport sur grande distance de MISO et aux projets liés à la fiabilité de base en ce qui concerne ITC. Elle tient également aux dépenses d'investissement supplémentaires pour UNS Energy, qui reflètent une hausse des investissements dans le transport et la distribution qui visent à répondre à la croissance de la demande, à accroître la fiabilité et à offrir une voie pour raccorder les ressources de production futures. Les investissements prévus dans la production d'énergie en Arizona ont également été mis à jour afin de refléter le projet de conversion au gaz naturel de Springerville. La croissance de la clientèle et les investissements visant à renforcer la fiabilité dans l'ensemble de nos services publics, ainsi que la hausse du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien, ont également contribué à l'augmentation. Le programme comporte un faible risque et est facilement réalisable, puisque seulement 21 % des investissements se rapportent aux projets d'investissement majeurs.

Le programme d'investissement devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la dette liée aux activités réglementées. Les capitaux propres ordinaires devraient provenir du régime de réinvestissement des dividendes de la Société, selon les niveaux de participation actuels. Le programme d'émission d'actions ordinaires au cours du marché de la Société, d'un montant de 500 millions de dollars, n'a pas été utilisé à ce jour et demeure disponible pour une plus grande souplesse de financement au besoin.

Mises à jour réglementaires

En décembre 2025, l'Arizona Corporation Commission (« ACC ») a approuvé un contrat d'approvisionnement en énergie visant environ 300 mégawatts relativement à un centre de données qui devrait être situé sur le territoire de service de Tucson Electric Power (« TEP »). Le contrat demeure assujéti à d'autres éventualités contractuelles. La première phase du centre de données devrait être opérationnelle aussi tôt qu'en 2027. À l'heure actuelle, TEP prévoit servir ce client à même sa capacité existante et prévue, y compris au moyen de ses projets solaire et de stockage d'énergie dans des batteries en cours.

En janvier 2026, un juge administratif de l'ACC a émis une ordonnance et un avis concernant la demande tarifaire générale d'UNS Gas dans lesquels il recommandait un RCP autorisé de 9,57 % et une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de 56 %. Bien que l'ordonnance recommandait également l'établissement d'un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs fondé sur une formule, elle tenait compte de certaines exceptions liées à la formule, comme l'exclusion des ajustements postérieurs à l'année témoin. Si le mécanisme d'ajustement annuel fondé sur une formule devait ne pas être approuvé, l'ordonnance recommandait l'utilisation de mécanismes d'ajustement aux fins d'un recouvrement des investissements dans les infrastructures et des modifications de l'impôt sur le résultat en temps opportun. UNS Gas a déposé sa réponse le 9 février 2026. La demande tarifaire demeure assujéti à l'approbation de l'ACC, qui est attendue plus tard ce mois-ci.

Rapport sur la résilience climatique de 2026

Fortis a publié aujourd'hui son rapport sur la résilience climatique de 2026, lequel s'inscrit dans la lignée des rapports précédents et comprend une consolidation des évaluations du risque et de la vulnérabilité liés au climat effectuées dans l'ensemble de nos entreprises de services publics. Basé sur une analyse de scénarios climatiques, le rapport fournit de nouvelles précisions sur les principaux dangers climatiques, leur incidence potentielle sur les actifs et les mesures d'adaptation et de résilience qui sont prises actuellement dans l'ensemble des sociétés du groupe Fortis. La Société continue de s'assurer que ses réseaux de distribution d'énergie sont conçus pour fonctionner de façon sécuritaire et fiable et pour résister aux conditions climatiques futures éventuelles.

La Société a réalisé des progrès soutenus en ce qui a trait à la décarbonation de son bouquet énergétique et à l'offre d'une énergie plus propre aux clients : en 2025, les émissions de gaz à effet de serre du champ d'application 1 avaient diminué d'environ 38 % par rapport aux niveaux de 2019. En 2026, Fortis révisera sa stratégie de décarbonation, ce qui pourrait exiger l'établissement de nouveaux objectifs intermédiaires de réduction des émissions afin de remplacer les anciens objectifs. Ces travaux s'appuieront sur la planification des ressources au sein des entreprises de services publics de la Société, dont le nouveau plan de ressources intégré devant être déposé par TEP en 2026. Fortis demeure déterminée à disposer de sources de production sans charbon d'ici 2032 et à se rapprocher de son objectif de carboneutralité d'ici 2050.

Perspectives

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 réglementés, ainsi qu'aux possibilités de croissance dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci. Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 28,8 milliards de dollars de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 42,4 milliards de dollars en 2025 à 57,9 milliards de dollars d'ici 2030, ce qui représente un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 7 %³. Fortis prévoit que la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2030.

Au-delà du programme d'investissement sur cinq ans, les occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour répondre à la croissance de la demande et faciliter l'interconnexion de nouvelles ressources énergétiques; les investissements dans le transport liés au plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional dans l'État de New York; les investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les investissements dans les infrastructures liées au gaz naturel renouvelable et au gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique; et les investissements dans des infrastructures énergétiques qui soutiennent l'accélération de la croissance de la demande sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

Rapprochement des mesures non conformes

Périodes closes les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	Trimestres			Exercices		
	2025	2024	Écart	2025	2024	Écart
Bénéfice net ajusté						
Bénéfice net	422	396	26	1 714	1 606	108
Éléments d'ajustement :						
Cessions ⁴	31	—	31	63	—	63
Décision sur le RCP de base de MISO d'octobre 2024 ⁵	—	20	(20)	—	20	(20)
Bénéfice net ajusté	453	416	37	1 777	1 626	151
BPA de base ajusté (en \$)	0,90	0,83	0,07	3,53	3,28	0,25
Dépenses d'investissement						
Entrées d'immobilisations corporelles	1 618	1 629	(11)	5 942	5 012	930
Entrées d'immobilisations incorporelles	76	64	12	292	206	86
Éléments d'ajustement :						
Projet de pipeline d'Eagle Mountain ⁶	(251)	—	(251)	(620)	—	(620)
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁷	—	—	—	—	29	(29)
Dépenses d'investissement	1 443	1 693	(250)	5 614	5 247	367

À propos de Fortis

Fortis, dont les produits atteignaient 12 milliards de dollars en 2025 et le total de l'actif, 75 milliards de dollars au 31 décembre 2025, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord. Les employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 900, servent des clients du secteur des services publics dans 5 provinces canadiennes, 10 États américains et les Caraïbes.

⁴ Fortis a vendu son entreprise de services publics dans les îles Turks et Caicos en septembre 2025 et ses participations au Belize, y compris les installations de production hydroélectrique non réglementées, en octobre 2025. Pour le quatrième trimestre de 2025, l'ajustement représente la perte à la cession des participations au Belize, incluant une charge d'impôt sur le résultat de 5 millions de dollars. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, l'ajustement représente la perte totale liée à chacune des cessions, incluant une charge d'impôt sur le résultat de 31 millions de dollars.

⁵ Représente l'incidence de la décision de la FERC à l'égard du RCP de base de MISO, rendue en octobre 2024, sur des périodes antérieures, déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 7 millions de dollars.

⁶ Représente les apports sous forme d'aide à la construction reçus relativement au projet de pipeline d'Eagle Mountain.

⁷ Représente la quote-part de 39 % revenant à Fortis des dépenses d'investissement pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power. La construction a été achevée au deuxième trimestre de 2024.

Informations prospectives

Fortis inclut dans le présent communiqué de presse 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 : les prévisions des dépenses d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030; les sources de financement prévues pour le programme d'investissement sur cinq ans, y compris la source des capitaux propres ordinaires; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des instances et décisions juridiques et réglementaires; la révision prévue de la stratégie de décarbonation de la Société; l'éventuel établissement de nouveaux objectifs intermédiaires de réduction des émissions; le calendrier prévu et le contenu du nouveau plan de ressources intégré de TEP; l'attente selon laquelle les sources de production de la Société seront sans charbon d'ici 2032; l'objectif de la Société visant à éliminer les émissions nettes de GES d'ici 2050; les prévisions relatives à la base tarifaire de mi-exercice pour 2030 et au taux de croissance annuel composé sur cinq ans; l'attente selon laquelle la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2030; la nature, le calendrier et les avantages prévus des autres occasions de favoriser la croissance au-delà du programme d'investissement, notamment la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour répondre à la croissance de la demande et faciliter l'interconnexion de nouvelles ressources énergétiques, les investissements dans le transport liés au plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional dans l'État de New York, les investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques, les investissements dans les infrastructures liées au gaz renouvelable et de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique, et les investissements dans des infrastructures énergétiques visant à soutenir l'accélération de la croissance de la demande.

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 : la mise en œuvre réussie du programme d'investissement; 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 allant au-delà du programme d'investissement; l'absence de variation importante des taux d'intérêt; l'absence de fluctuations significatives du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien; le maintien des niveaux actuels de participation dans le régime de réinvestissement des dividendes de la Société; le caractère raisonnable de l'issue des instances judiciaires et réglementaires, ainsi que les perspectives de stabilité réglementaire; et la déclaration de dividende au gré du conseil d'administration de la Société compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société. Fortis prévient le lecteur qu'un certain nombre de facteurs pourraient entraîner un écart significatif entre les résultats, la performance ou les réalisations réelles et ceux qui sont exprimés explicitement ou implicitement dans les informations prospectives. Pour obtenir plus de renseignements sur certains facteurs de risque, prière de consulter les documents d'information continue que la Société dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission. Toutes les informations prospectives contenues dans les présentes sont fournies à la date de ce communiqué de presse. 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.

Téléconférence sur les résultats annuels de 2025

Une téléconférence et une webdiffusion auront lieu le 12 février 2026, à 8 h 30 (HE). David Hutchens, président et chef de la direction, et Jocelyn Perry, vice-présidente directrice et cheffe des finances, discuteront des résultats annuels de 2025 de la Société.

Les actionnaires, les analystes, les médias et les autres parties intéressées sont invités à écouter la téléconférence par l'intermédiaire de la webémission en direct sur le site Web de la Société, à l'adresse <https://www.fortisinc.com/investor-relations/events-and-presentations>.

Les membres de la communauté financière au Canada et aux États-Unis qui souhaitent poser des questions durant l'appel sont invités à participer à la téléconférence en composant le 1.833.821.0229, tandis que les personnes qui se trouvent dans d'autres pays peuvent y participer en composant le 1.647.846.2371. Veuillez appeler dix minutes avant le début de la téléconférence. Aucun code d'accès n'est requis.

La retransmission audio archivée de la téléconférence sera disponible sur le site Web de la Société deux heures après la fin de l'appel, jusqu'au 12 mars 2026. Veuillez composer le 1.855.669.9658 ou le 1.412.317.0088, puis entrer le code d'accès 2215707#.

Information additionnelle

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

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

Demandes des investisseurs :

M^{me} Stephanie Amaimo
Vice-présidente, Relations avec les investisseurs
Fortis Inc.
248.946.3572
investorrelations@fortisinc.com

Demandes des médias :

M^{me} Karen McCarthy
Vice-présidente, Communications et relations
Fortis Inc.
709.737.5323
media@fortisinc.com

Table des matières

À propos de Fortis	1	Sommaire des flux de trésorerie	17
Aperçu de la performance	2	Obligations contractuelles	19
Le secteur	6	Structure du capital et notations	20
Résultats d'exploitation	7	Programme d'investissement	22
Performance des unités d'exploitation	8	Risques d'affaires	26
ITC	8	Questions comptables	36
UNS Energy	9	Instruments financiers	39
Central Hudson	9	Dettes à long terme et autres	39
FortisBC Energy	10	Dérivés	40
FortisAlberta	10	Principales informations financières annuelles	42
FortisBC Electric	11	Résultats du quatrième trimestre	43
Autres entreprises d'électricité	11	Sommaire des résultats trimestriels	45
Siège social et autres	12	Transactions entre parties liées et intersociétés	46
Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis	12	Évaluation des contrôles et procédures par la direction	47
Faits saillants en matière de réglementation	13	Perspectives	47
Situation financière	15	Informations prospectives	48
Situation de trésorerie et sources de financement	16	Glossaire	50
Besoins en flux de trésorerie	16	États financiers consolidés annuels	F-1

En date du 11 février 2026

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 2025 et est assujéti à la mise en garde présentée à la rubrique « Informations prospectives » à la page 48. Vous pouvez obtenir de plus amples renseignements au sujet de Fortis, y compris la notice annuelle, en consultant les adresses www.fortisinc.com, www.sedarplus.ca ou www.sec.gov.

L'information financière figurant aux présentes a été préparée conformément aux PCGR des États-Unis (à l'exception des mesures financières 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) un taux moyen de 1,40 et de 1,37 pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, respectivement; ii) un taux de 1,37 et de 1,44 aux 31 décembre 2025 et 2024, respectivement; iii) un taux moyen de 1,39 et de 1,40 pour les trimestres clos les 31 décembre 2025 et 2024, respectivement; et iv) un taux de 1,35 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 50.

À PROPOS DE FORTIS

Fortis (TSX/NYSE : FTS), dont les produits se sont chiffrés à 12 milliards de dollars en 2025 et dont le total de l'actif s'élevait à 75 milliards de dollars au 31 décembre 2025, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord. Les employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 900, servent 3,5 millions de clients du secteur des services publics dans 5 provinces canadiennes, 10 États américains et les Caraïbes. Au 31 décembre 2025, 65 % des actifs de la Société étaient situés aux États-Unis, 33 %, au Canada et 2 %, dans les Caraïbes. Les activités aux États-Unis représentaient 58 % des produits de la Société en 2025, les activités au Canada, 38 %, et les activités dans les Caraïbes, 4 %.

Fortis est essentiellement une société de livraison d'énergie, et environ 95 % 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, Oklahoma et Wisconsin); UNS Energy (entreprise intégrée de distribution d'électricité et de gaz naturel – 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 (entreprise intégrée d'électricité – Colombie-Britannique); Newfoundland Power (entreprise intégrée d'électricité – Terre-Neuve-et-Labrador); Maritime Electric (entreprise intégrée d'électricité – Île-du-Prince-Édouard); FortisOntario (entreprise intégrée d'électricité – Ontario); et Caribbean Utilities (entreprise intégrée d'électricité – Île Grand Cayman). La Société détient également une participation en actions de 39 % dans Wataynikaneyap Power (transport d'électricité – Ontario). Fortis a vendu FortisTCL (entreprise intégrée d'électricité – Îles Turks et Caicos) le 2 septembre 2025 et sa participation en actions de 33 % dans Belize Electricity (entreprise intégrée d'électricité – Belize) le 31 octobre 2025.

Les seules activités non réglementées de la Société se rapportaient à Fortis Belize (trois installations de production hydroélectrique – Belize), qui a aussi été vendue le 31 octobre 2025.

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 autorités 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.

Le principal objectif de Fortis consiste à fournir un service sûr, fiable et économique aux clients. 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 2025.

APERÇU DE LA PERFORMANCE

Principales mesures financières

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires			
Réel	1 714	1 606	108
Ajusté ¹	1 777	1 626	151
BPA de base (en \$)			
Réel	3,40	3,24	0,16
Ajusté ¹	3,53	3,28	0,25
Dividendes			
Versés par action ordinaire (en \$)	2,49	2,39	0,10
Ratio de distribution réel (en %)	73,1	73,6	(0,5)
Ratio de distribution ajusté (en %) ¹	70,4	72,7	(2,3)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	503,5	495,0	8,5
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 062	3 882	180
Dépenses d'investissement ¹	5 614	5 247	367

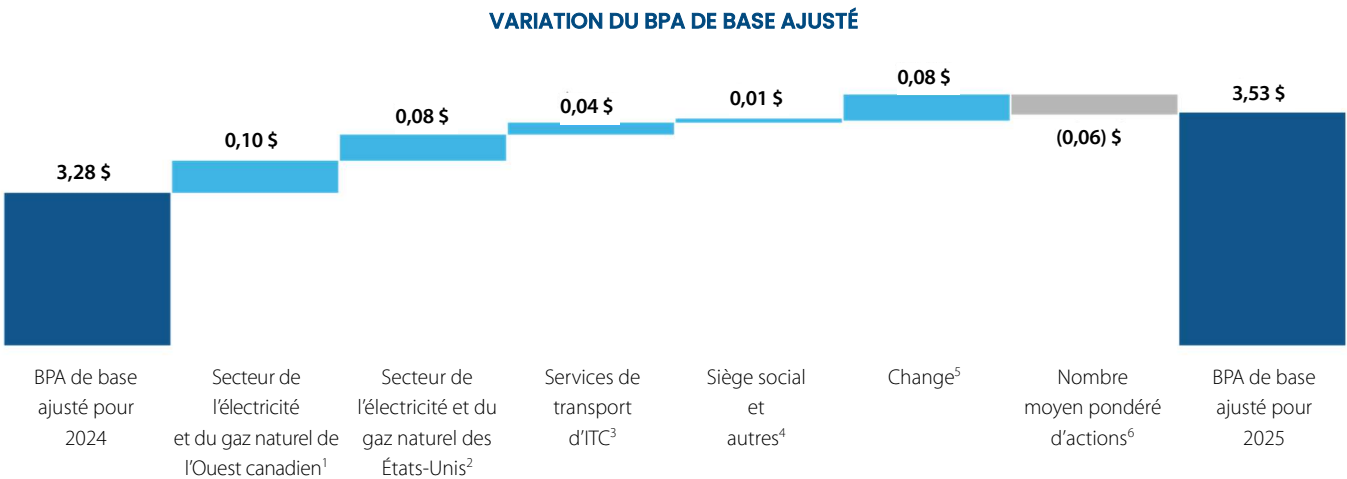
1. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12.

Bénéfice et BPA

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 108 millions de dollars, ou 0,16 \$ par action ordinaire, par rapport à 2024. En 2025, la croissance du bénéfice a été touchée par des pertes liées à la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity de 63 millions de dollars, dont environ la moitié se rapporte à l'impôt sur le résultat. En outre, les résultats de 2024 ont subi l'incidence rétroactive défavorable de 20 millions de dollars de la réduction du RCP de base de MISO, approuvée par la FERC, en ce qui a trait à ITC.

Compte non tenu des éléments susmentionnés, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 151 millions de dollars, ou 0,25 \$ par action ordinaire, par rapport à 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble des entreprises de services publics, incluant la PFUPC liée aux projets d'investissement majeurs. L'augmentation du bénéfice est également attribuable à l'ajustement des coûts entré en vigueur le 1^{er} juillet 2024 à Central Hudson, aux profits latents sur les contrats dérivés et à l'incidence favorable des variations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Elle a été contrebalancée en partie par les éléments suivants : i) en ce qui concerne UNS Energy, la hausse des coûts liée à la croissance de la base tarifaire, qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients, la baisse des ventes au détail d'électricité attribuable aux températures plus douces et la diminution des marges sur les ventes en gros d'électricité; ii) en ce qui concerne FortisAlberta, l'expiration d'un incitatif réglementaire; et iii) la hausse des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions et des charges financières de la société de portefeuille. La baisse du bénéfice de FortisTCI et de Fortis Belize, déduction faite des économies de charges financières liées au produit reçu dans le cadre des cessions, a aussi eu une incidence négative sur les résultats. La variation du BPA reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté et le BPA de base ajusté, qui n'incluent pas les pertes liées aux cessions en 2025 ni l'ajustement rétroactif au titre du RCP d'ITC en 2024 susmentionnés, ont augmenté de 151 millions de dollars et de 0,25 \$, respectivement. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12, pour un rapprochement de ces mesures. Le graphique ci-après illustre la variation du BPA de base ajusté.



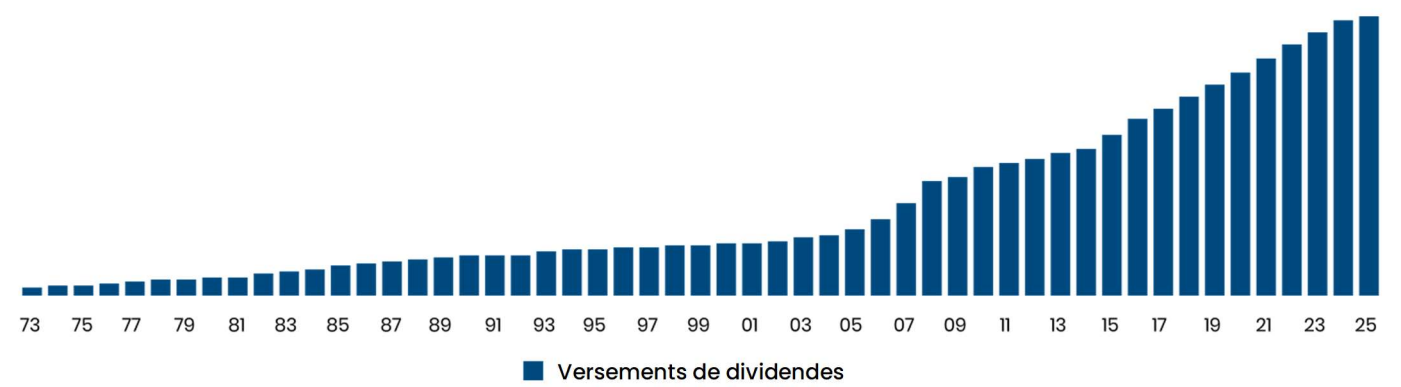
- 1. Comprend FortisBC Energy, FortisAlberta et FortisBC Electric. Reflète la croissance de la base tarifaire, incluant la PFUPC liée à l'investissement de FortisBC Energy dans le projet de pipeline d'Eagle Mountain, partiellement contrebalancée par l'expiration du mécanisme de report de l'efficacité de la TAR à la fin de 2024 en ce qui concerne FortisAlberta.
- 2. Comprend UNS Energy et Central Hudson. Reflète la hausse du bénéfice de Central Hudson découlant surtout de la croissance de la base tarifaire, de l'ajustement des coûts entré en vigueur le 1^{er} juillet 2024 ainsi que du changement visant un report réglementaire des comptes irrécouvrables, tel qu'il a été approuvé dans l'ordonnance relative à la demande tarifaire générale de 2025. Reflète également la diminution du bénéfice d'UNS Energy découlant de la hausse des coûts liée à la croissance de la base tarifaire, qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients, de la baisse des ventes au détail d'électricité attribuable aux températures plus douces et de la baisse des marges sur les ventes en gros, facteurs partiellement contrebalancés par la hausse des produits tirés du transport et de la PFUPC.
- 3. Reflète la croissance de la base tarifaire, contrebalancée en partie par une hausse des charges financières de la société de portefeuille et des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions non recouvrables.
- 4. Reflète les profits latents sur les contrats de change et les swaps sur rendement total, contrebalancés en partie par une hausse des charges financières de la société de portefeuille et des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions.
- 5. Reflète un taux de change moyen de 1,40 en 2025, comparativement à 1,37 en 2024, et la réévaluation des passifs à court terme libellés en dollars américains.
- 6. Nombre moyen pondéré d'actions de 503,5 millions en 2025, contre 495,0 millions en 2024.

Dividendes

Fortis a versé un dividende de 0,64 \$ par action ordinaire au quatrième trimestre de 2025, en hausse de 4,1 % par rapport à 0,615 \$ pour chacun des quatre trimestres précédents, ce qui marque la 52^e hausse annuelle consécutive du dividende versé. Le ratio de distribution ajusté s’est établi à 70 % pour 2025, et le ratio de distribution réel moyen, à 73 %, pour la période de trois ans allant de 2023 à 2025.

Fortis vise une croissance annuelle du dividende d’environ 4 % à 6 % jusqu’en 2030. Se reporter à la rubrique « Perspectives » à la page 47.

52^e ANNÉE CONSÉCUTIVE DE HAUSSE DU DIVIDENDE



Le tableau ci-dessous présente le rendement total pour l’actionnaire généré par la croissance des dividendes combinée aux variations du 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	23,9	10,7	10,8	9,5

1. Rendement total pour l’actionnaire annualisé au 31 décembre 2025 selon Bloomberg.

Flux de trésorerie liés aux activités d’exploitation

La hausse de 180 millions de dollars des flux de trésorerie liés aux activités d’exploitation est attribuable à la hausse du bénéfice en trésorerie, qui reflète la croissance de la base tarifaire, aux nouveaux tarifs de livraison pour les clients en ce qui concerne Central Hudson, tel qu’il a été approuvé par la PSC, et à la vente de crédits d’impôt à l’investissement en ce qui concerne UNS Energy. Le calendrier des frais de transport en ce qui concerne FortisAlberta et la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ont également contribué à la croissance des flux de trésorerie liés aux activités d’exploitation. L’augmentation a été partiellement contrebalancée par les éléments suivants : i) le calendrier des coûts transférés qui, en ce qui concerne UNS Energy, est attribuable à la hausse des recouvrements au titre de la CAAEC en 2024 et, en ce qui concerne FortisBC Energy, à la taxe sur le carbone pour les consommateurs, qui a été éliminée effectivement en 2025; ii) la réception d’un remboursement d’impôt en ce qui concerne FortisBC Energy en 2024; et iii) la hausse des paiements d’intérêts.

Dépenses d’investissement

Les dépenses d’investissement se sont élevées à 5,6 milliards de dollars en 2025, ce qui est conforme aux attentes et supérieur de 0,4 milliard de dollars aux dépenses de 2024. L’augmentation par rapport à 2024 s’explique surtout par les éléments suivants : i) les investissements se rapportant aux projets d’investissement majeurs, notamment les projets de la première tranche du plan de transport sur grande distance de MISO et le projet Big Cedar lié à la croissance de la demande pour ITC, ainsi que le projet Vail-to-Tortolita et la centrale de gaz Black Mountain en ce qui concerne UNS Energy; ii) une hausse des investissements dans le transport et la distribution dans l’ensemble des entreprises de services publics de la Société; et iii) l’incidence de la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. L’augmentation a été contrebalancée en partie par l’investissement de FortisBC Energy dans le projet de pipeline d’Eagle Mountain en 2024. En 2025, la construction du projet a été financée en grande partie par des apports sous forme d’aide à la construction plutôt que par des investissements de FortisBC Energy.

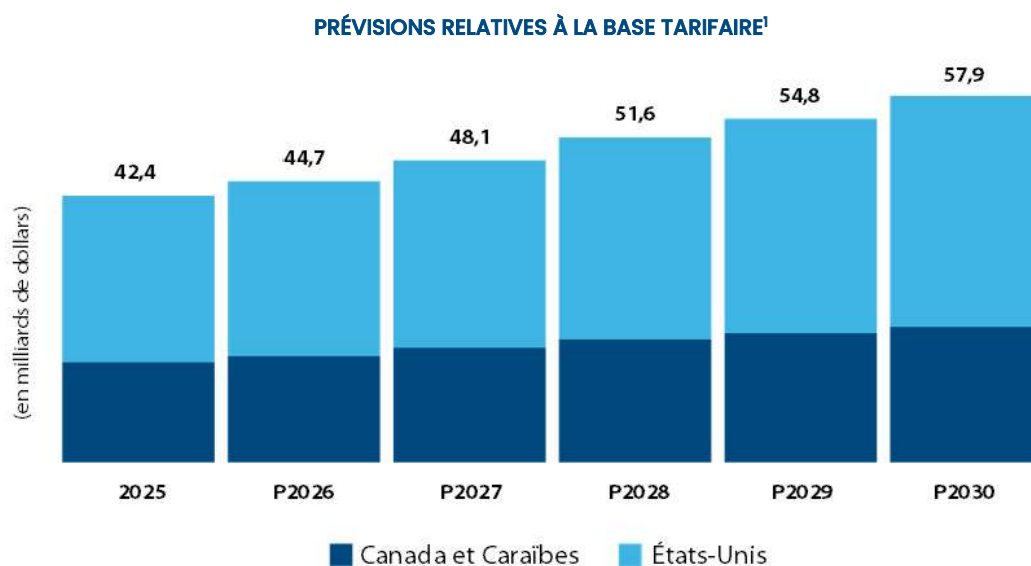
Les dépenses d’investissement sont une mesure financière non conforme aux PCGR des États-Unis. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12 et au glossaire à la page 50.

Nouveau programme d'investissement sur cinq ans

Le programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030 de la Société, le plus important de son histoire, se chiffre à 28,8 milliards de dollars, soit 2,8 milliards de dollars de plus que le programme sur cinq ans précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des investissements dans le transport réglementé par la FERC liés aux nouvelles interconnexions, au plan de transport sur grande distance de MISO et aux projets liés à la fiabilité de base en ce qui concerne ITC. Elle tient également aux dépenses d'investissement supplémentaires pour UNS Energy, qui reflètent une hausse des investissements dans le transport et la distribution qui visent à répondre à la croissance de la demande, à accroître la fiabilité et à offrir une voie pour raccorder les ressources de production futures. Les investissements prévus dans la production d'énergie en Arizona ont également été mis à jour afin de refléter le projet de conversion au gaz naturel de Springerville. La croissance de la clientèle et les investissements visant à renforcer la fiabilité dans l'ensemble de nos services publics, ainsi que la hausse du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien, ont également contribué à l'augmentation du programme d'investissement sur cinq ans. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 22 pour obtenir une analyse détaillée du programme de dépenses d'investissement de la Société.

Le programme d'investissement devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la dette liée aux activités réglementées. Les capitaux propres ordinaires devraient provenir du RRD de la Société, selon les niveaux de participation actuels. Le programme d'émission d'actions ordinaires au cours du marché de la Société, d'un montant de 500 millions de dollars, n'a pas été utilisé à ce jour et demeure disponible pour une plus grande souplesse de financement au besoin.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 42,4 milliards de dollars en 2025 à 57,9 milliards de dollars d'ici 2030, ce qui représente un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 7,0 %.



Au-delà du programme d'investissement sur cinq ans, les occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour répondre à la croissance de la demande et faciliter l'interconnexion de nouvelles ressources énergétiques; les investissements dans le transport liés au plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional dans l'État de New York; les investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les investissements dans les infrastructures liées au gaz naturel renouvelable et au GNL en Colombie-Britannique; et les investissements dans des infrastructures énergétiques pour soutenir l'accélération de la croissance de la demande sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

LE SECTEUR

Le secteur des services publics en Amérique du Nord est en profonde transformation, en raison des priorités en matière de sécurité énergétique et d'adaptation aux changements climatiques et de la croissance prévue de la demande découlant des centres de données, du secteur de la fabrication et de l'électrification. Ensemble, ces facteurs créent des occasions d'investissement importantes dans le secteur.

Les responsables des politiques et les autorités de réglementation aux échelons fédéral, étatique et provincial priorisent de plus en plus les questions liées à la sécurité énergétique. La convergence des politiques et de la croissance de la demande prévue se traduit par des occasions d'investir dans la production d'énergie renouvelable et de gaz naturel, dans les systèmes de stockage de l'énergie et dans les infrastructures de transport. L'électrification continue des systèmes de chauffage et des transports offre une autre occasion d'augmenter la production et l'efficacité du réseau.

La résilience du réseau demeure une priorité en raison de l'intensité et de la fréquence accrues des phénomènes météorologiques, tels que les températures extrêmes, les ouragans, les feux incontrôlés, les inondations et les tempêtes. Comme l'électricité devrait représenter une part plus importante du bouquet énergétique de la société, les investissements visant la résilience du réseau sont nécessaires pour augmenter la capacité de ce dernier à résister aux phénomènes météorologiques et à redevenir fonctionnel après ceux-ci.

La diversification de l'approvisionnement énergétique et une meilleure intégration des systèmes énergétiques sont essentielles pour assurer la résilience et fournir l'énergie et la capacité nécessaires au soutien de la croissance économique et de la demande d'énergie. La croissance de la demande passe inévitablement par le transport d'électricité, qui permet de raccorder les installations de production à grande échelle tout en améliorant la résilience des systèmes. La production de gaz naturel est une source fiable d'énergie et de capacité, qui est nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques croissants. Les investissements dans le gaz naturel, de même que les solutions de stockage d'énergie, faciliteront l'adoption de l'énergie renouvelable.

Axée sur l'innovation, la culture de Fortis sous-tend la recherche constante de meilleurs moyens d'offrir aux clients l'énergie et les services dont ils ont besoin, et ce, de manière sûre, fiable et abordable. Les réseaux de distribution d'énergie deviennent plus intelligents et sont maintenant dotés de compteurs avancés, de systèmes de détection à distance et de processus automatisés. Les capacités de gestion se développent à l'aide de nouveaux systèmes permettant de stocker l'énergie, de répondre à la demande et de gérer la consommation d'énergie distribuée. Les technologies opérationnelles plus performantes permettent aux entreprises de services publics d'obtenir des données détaillées sur la consommation d'énergie et de renforcer les contrôles des systèmes, en plus d'améliorer les techniques d'inspection et les capacités prévisionnelles. En outre, les investissements dans l'IA semblent libérer le potentiel des données recueillies par les entreprises de services publics de la Société. Dans un contexte de numérisation accrue et de menaces en constante évolution, les investissements en matière de cybersécurité et de sécurité physique demeurent sur la liste des priorités. Ces progrès et défis technologiques offrent des occasions d'investissements stratégiques pour les entreprises de services publics de Fortis.

Mettre l'accent sur l'expérience client est important pour les entreprises de services publics, alors que les attentes des clients évoluent. Les clients veulent prendre des décisions éclairées en matière d'énergie et jouer un rôle actif dans la livraison de leur énergie. Ils s'attendent également à un service personnalisé, à des options de libre-service adaptées, ainsi qu'à des communications numériques en temps réel. Par ailleurs, l'abordabilité pour la clientèle est un élément crucial et demeure une priorité au sein des entreprises de services publics de Fortis. C'est pourquoi nos entreprises de services publics renforcent les systèmes d'information, adoptent des technologies numériques, y compris l'IA, et mettent de l'avant de nouvelles approches modernes pour améliorer l'expérience client.

La culture et la structure décentralisée de la Société soutiennent les efforts déployés par nos entreprises de services publics pour répondre aux attentes changeantes des clients et à leurs préoccupations relatives à l'abordabilité tout en collaborant de façon constructive avec les autorités de réglementation et les autres parties prenantes dans le cadre de l'élaboration de solutions en matière de politiques, d'énergie et de services. Fortis est en bonne position pour soutenir la sécurité énergétique, l'adaptation aux changements climatiques et la croissance de la demande dans l'ensemble de la zone de couverture de la Société.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	2025	2024	Écart	
			Change	Autres
Produits	12 170	11 508	142	520
Coûts de l'approvisionnement énergétique	3 371	3 249	36	86
Charges d'exploitation	3 250	3 040	40	170
Amortissements	2 057	1 927	21	109
Autres produits, montant net	340	288	13	39
Charges financières	1 478	1 406	17	55
Charge d'impôt sur le résultat	393	346	2	45
Bénéfice net	1 961	1 828	39	94
Bénéfice net attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	162	148	2	12
Actionnaires privilégiés	85	74	—	11
Actionnaires ordinaires	1 714	1 606	37	71
Bénéfice net	1 961	1 828	39	94

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, est attribuable aux éléments suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients; et iii) l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de livraison pour les clients en ce qui concerne Central Hudson, tel qu'il a été approuvé par la PSC. L'augmentation s'explique aussi par l'incidence rétroactive de la réduction, en 2024, du RCP de base de MISO approuvée par la FERC en ce qui a trait à ITC. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse des ventes au détail d'électricité attribuable aux températures plus douces et par la baisse des produits tirés des ventes en gros d'électricité découlant d'une diminution des ventes en gros à court terme et d'une baisse des prix s'expliquant par les conditions du marché, en ce qui concerne UNS Energy.

Coûts de l'approvisionnement énergétique

La hausse des coûts de l'approvisionnement énergétique, déduction faite du change, s'explique surtout par le transfert aux clients de l'augmentation des coûts des produits de base en ce qui concerne FortisBC Energy et Central Hudson, facteur contrebalancé en partie par une baisse des ventes et une moins grande proportion du coût des produits de base transféré dans les tarifs facturés aux clients en ce qui concerne UNS Energy.

Charges d'exploitation

L'augmentation des charges d'exploitation, déduction faite du change, est principalement attribuable aux hausses générales de l'inflation et des dépenses liées au personnel et à la hausse des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions.

Amortissements

L'augmentation de la dotation aux amortissements, déduction faite du change, est attribuable aux investissements réguliers dans les infrastructures énergétiques des entreprises de services publics réglementés de la Société.

Autres produits, montant net

L'augmentation des autres produits, déduction faite du change, s'explique par la hausse de la PFUPC pour UNS Energy et FortisBC Energy et par les profits latents sur les contrats de change et les swaps de rendement total. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la perte avant impôt à la cession de Fortis Belize et de Belize Electricity et par la diminution des produits d'intérêts découlant de la baisse des intérêts sur les dépôts à court terme et les reports réglementaires.

Charges financières

L'augmentation des charges financières, déduction faite du change, est surtout attribuable à la hausse de la dette en vue de financer le programme d'investissement de la Société.

Charge d'impôt sur le résultat

L'augmentation de la charge d'impôt sur le résultat, déduction faite du change, s'explique par l'impôt sur le résultat lié au rapatriement du produit à la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity, ainsi que par la hausse du bénéfice avant impôt.

Bénéfice net

Se reporter à la rubrique « Aperçu de la performance – Bénéfice et BPA » à la page 2.

PERFORMANCE DES UNITÉS D'EXPLOITATION

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

(en millions de dollars)	2025	2024	Change ¹	Écart Autres
Entreprises de services publics réglementés				
ITC	592	542	11	39
UNS Energy	437	448	8	(19)
Central Hudson	191	128	3	60
FortisBC Energy	336	293	—	43
FortisAlberta	182	181	—	1
FortisBC Electric	75	72	—	3
Autres entreprises d'électricité ²	167	163	1	3
	1 980	1 827	23	130
Activités non réglementées				
Siège social et autres ³	(266)	(221)	14	(59)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 714	1 606	37	71

1. La monnaie de présentation d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCL et de Fortis Belize 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 de 2,00 \$ BZ pour 1,00 \$ US. Certaines opérations du siège social et des activités de société de portefeuille non réglementées, comprises au poste Siège social et autres, sont 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, Wataynikaneyap Power et Caribbean Utilities. Comprend aussi FortisTCL jusqu'au 2 septembre 2025, date de la cession, et Belize Electricity jusqu'au 31 octobre 2025, date de la cession.
3. Comprend les charges des activités de société de portefeuille non réglementées, le bénéfice tiré des actifs de production visés par des contrats à long terme non réglementés au Belize jusqu'au 31 octobre 2025, date de la cession, et les pertes à la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity en 2025.

ITC

(en millions de dollars)	2025	2024	Change	Écart Autres
Produits ¹	2 495	2 229	44	222
Bénéfice ¹	592	542	11	39

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, tient principalement à la croissance de la base tarifaire et à l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients. L'augmentation s'explique aussi par la comptabilisation, en 2024, d'une obligation de remboursement découlant d'une réduction du RCP de base de MISO, qui est passé de 10,02 % à 9,98 %, tel qu'il a été approuvé par la FERC en octobre 2024, devant être appliquée pour la période de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 et de façon prospective à compter de septembre 2016.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, tient principalement à la croissance de la base tarifaire. Elle s'explique aussi par la réduction du RCP de base de MISO susmentionnée, qui a été approuvée par la FERC en 2024 et qui s'est traduite par une incidence défavorable de 20 millions de dollars sur le bénéfice de cet exercice en raison de l'application rétroactive à des périodes antérieures. L'augmentation du bénéfice a été contrebalancée en partie par une hausse des charges financières de la société de portefeuille et des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions non recouvrables.

UNS Energy

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart	
			Change	Autres
Ventes au détail d'électricité (en GWh)	10 734	10 870	—	(136)
Ventes en gros d'électricité (en GWh) ¹	5 034	5 810	—	(776)
Ventes de gaz (en PJ)	16	17	—	(1)
Produits	2 913	3 007	58	(152)
Bénéfice	437	448	8	(19)

1. Principalement des ventes en gros à court terme.

Ventes

La diminution des ventes au détail d'électricité s'explique principalement par la baisse de l'utilisation moyenne liée aux températures plus douces par rapport à 2024.

La diminution des ventes en gros d'électricité est attribuable à la baisse des ventes en gros à court terme liée aux conditions défavorables du marché et aux interruptions dans certaines installations de production de la Société, qui ont entraîné une baisse des niveaux de production. Les produits tirés des ventes en gros à court terme, qui se rapportent aux contrats dont la durée est inférieure à un an, sont principalement transférés aux clients par l'entremise du mécanisme de la CAAEC, de sorte qu'ils n'ont pas une incidence significative sur le bénéfice.

Les ventes de gaz sont demeurées relativement stables par rapport à 2024.

Produits

La diminution des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable aux éléments suivants : i) le recouvrement des coûts liés au combustible et non liés au combustible moins élevés dans leur ensemble au moyen de l'utilisation normale de mécanismes réglementaires; ii) la baisse des ventes d'électricité susmentionnée; et iii) la baisse des prix sur les ventes en gros. La diminution a été contrebalancée en partie par la hausse des produits tirés du transport.

Bénéfice

La baisse du bénéfice, déduction faite du change, est principalement attribuable aux éléments suivants : i) la hausse des coûts liée à la croissance de la base tarifaire, qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients; ii) la baisse des ventes au détail d'électricité, en raison des températures plus douces; et iii) la diminution des marges sur les ventes en gros, qui reflètent les conditions du marché moins favorables. La diminution a été contrebalancée en partie par la hausse des produits tirés du transport et par la PFUPC.

Central Hudson

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	5 092	5 060	—	32
Ventes de gaz (en PJ)	30	25	—	5
Produits	1 620	1 372	29	219
Bénéfice	191	128	3	60

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique par la hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels découlant des températures plus froides.

L'augmentation des ventes de gaz est attribuable à la hausse de la consommation moyenne des clients industriels.

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

La hausse des produits, déduction faite du change, est attribuable au transfert de coûts d'approvisionnement énergétique plus élevés, à la croissance de la base tarifaire et à l'augmentation des tarifs de livraison pour les clients, tel qu'il a été approuvé par la PSC.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, est principalement attribuable aux éléments suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) l'ajustement des tarifs facturés aux clients, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024, qui reflète une hausse du RCP autorisé et une amélioration du recouvrement des coûts; et iii) un changement dans le calendrier de comptabilisation d'un report réglementaire des comptes irrécouvrables, tel qu'il a été approuvé dans l'ordonnance relative à la demande tarifaire générale de 2025. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par une hausse des cotisations versées à un fonds d'avantages pour les clients en 2025.

FortisBC Energy

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart
Ventes de gaz (en PJ)	217	220	(3)
Produits	1 874	1 665	209
Bénéfice	336	293	43

Ventes

La diminution des ventes de gaz est attribuable à la baisse de la consommation moyenne des clients résidentiels et du secteur du transport, contrebalancée en partie par la hausse de la consommation moyenne des clients industriels. La baisse de la consommation moyenne des clients résidentiels est principalement attribuable aux températures plus douces au quatrième trimestre de 2025.

Produits

L'augmentation des produits tient principalement à : i) l'utilisation normale des mécanismes réglementaires; ii) la croissance de la base tarifaire; et iii) une hausse du coût du gaz naturel recouvré auprès des clients.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice s'explique principalement par la croissance de la base tarifaire, incluant la hausse de la PFUPC liée à l'investissement de FortisBC Energy dans le projet de pipeline d'Eagle Mountain.

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 de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart
Livraisons d'électricité (en GWh)	17 561	17 324	237
Produits	829	817	12
Bénéfice	182	181	1

Livraisons

L'augmentation des livraisons d'électricité est principalement attribuable à la hausse de la consommation moyenne des clients industriels, ce qui reflète en grande partie les activités dans le secteur de l'énergie. Les ajouts de clients, ainsi que la hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels en raison des températures plus douces au deuxième trimestre de 2025, ont aussi contribué à l'augmentation.

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 s'explique par la croissance de la base tarifaire et les ajouts de clients, facteurs contrebalancés en partie par : i) l'expiration du mécanisme de report de l'efficacité de la TAR, cet incitatif réglementaire n'ayant été disponible qu'en 2024; ii) des ajustements favorables non récurrents comptabilisés en 2024 relativement aux soldes finaux de la base tarifaire de périodes précédentes; et iii) une baisse du RCP autorisé, qui est passé de 9,28 % à 8,97 % avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2025, en raison de l'utilisation d'un mécanisme d'ajustement automatique.

FortisBC Electric

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 619	3 513	106
Produits	557	545	12
Bénéfice	75	72	3

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique par la hausse de la consommation moyenne des clients industriels et commerciaux, contrebalancée en partie par la baisse de la consommation moyenne des clients résidentiels en raison des températures plus douces au second semestre de 2025.

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à la hausse des ventes d'électricité, à la hausse des coûts d'approvisionnement énergétique recouverts auprès des clients et à la croissance de la base tarifaire.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice tient principalement 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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	9 918	9 879	—	39
Produits	1 851	1 838	10	3
Bénéfice	167	163	1	3

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique par la hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels et commerciaux, ainsi que par les ajouts de clients. La hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels est principalement attribuable à la conversion des systèmes de chauffage résidentiels du pétrole à l'électricité dans l'est du Canada. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'incidence de la cession de FortisTCL en septembre 2025.

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, est essentiellement attribuable à la croissance de la base tarifaire et à la hausse des ventes d'électricité, de même qu'à l'application du changement lié aux tarifs d'électricité le 1^{er} juillet 2025 en ce qui concerne Newfoundland Power. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la cession de FortisTCL, par le transfert aux clients de coûts d'approvisionnement énergétique moins élevés et par l'utilisation de mécanismes de report réglementaires pour Newfoundland Power.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, est essentiellement attribuable à la croissance de la base tarifaire et à la hausse des ventes d'électricité, contrebalancées en partie par la cession de FortisTCL en septembre 2025.

Siège social et autres

(en millions de dollars)	2025	2024	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh) ¹	167	215	—	(48)
Produits ¹	31	35	1	(5)
Perte nette ²	(266)	(221)	14	(59)

1. Comprend Fortis Belize jusqu'au 31 octobre 2025, date de la cession.

2. Comprend les charges des activités de la société de portefeuille non réglementées, le bénéfice de Fortis Belize jusqu'au 31 octobre 2025, date de la cession, et les pertes à la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity en 2025.

Ventes et produits

La diminution des ventes d'électricité et des produits est attribuable à l'incidence de la cession de Fortis Belize en octobre 2025.

Perte nette

L'augmentation de la perte nette s'explique par les pertes liées à la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity de 63 millions de dollars, dont environ la moitié se rapporte à l'impôt sur le résultat.

Compte non tenu de l'incidence des cessions, la perte nette a diminué de 4 millions de dollars en raison des profits latents sur les contrats de change en 2025, alors que des pertes latentes avaient été enregistrées en 2024, et d'une hausse des profits latents sur les swaps de rendement total. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par une hausse des charges financières et des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions. La baisse de l'apport au bénéfice de Fortis Belize découlant de sa cession en octobre 2025 a aussi eu une incidence défavorable sur la perte nette.

L'incidence favorable du change tient essentiellement aux profits de change enregistrés en 2025, alors que des pertes avaient été enregistrées en 2024, en raison de la réévaluation des passifs à court terme libellés en dollars américains.

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 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 clés 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, déduction faite des apports sous forme d'aide à la construction reçus par FortisBC Energy relativement au projet de pipeline d'Eagle Mountain. Les apports sous forme d'aide à la construction reçus pour ce projet d'investissement majeur sont importants et la présentation des dépenses d'investissement, déduction faite des apports sous forme d'aide à la construction, est plus pertinente relativement à la croissance de la base tarifaire associée à ce projet. Les dépenses d'investissement de 2024 comprennent également la quote-part de 39 % revenant à Fortis des dépenses d'investissement 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 du projet.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, BPA de base ajusté et ratio de distribution ajusté			
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 714	1 606	108
Éléments d'ajustement :			
Cessions ¹	63	—	63
Décision sur le RCP de base de MISO d'octobre 2024 ²	—	20	(20)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	1 777	1 626	151
BPA de base ajusté ³ (en \$)	3,53	3,28	0,25
Ratio de distribution ajusté ⁴ (en %)	70,4	72,7	(2,3)
Dépenses d'investissement			
Entrées d'immobilisations corporelles	5 942	5 012	930
Entrées d'immobilisations incorporelles	292	206	86
Éléments d'ajustement :			
Projet de pipeline d'Eagle Mountain ⁵	(620)	—	(620)
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁶	—	29	(29)
Dépenses d'investissement	5 614	5 247	367

1. Représente les pertes à la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de la participation de 33 % de la Société dans Belize Electricity, dont une charge d'impôt sur le résultat de 31 millions de dollars, qui sont incluses au poste Siège social et autres.
2. Représente l'incidence de la décision de la FERC à l'égard du RCP de base de MISO, rendue en octobre 2024, sur des périodes antérieures, déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 7 millions de dollars, qui est incluse dans le secteur ITC.
3. Calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, qui s'est établi à 503,5 millions en 2025 (2024 – 495,0 millions).
4. Calculé en divisant le dividende versé par action ordinaire, soit 2,49 \$ en 2025 (2024 – 2,39 \$), par le BPA de base ajusté.
5. Représente les apports sous forme d'aide à la construction reçus relativement au projet de pipeline d'Eagle Mountain, compris dans le secteur FortisBC Energy.
6. Représente la quote-part de 39 % revenant à Fortis des dépenses d'investissement pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power, compris dans le secteur Autres entreprises d'électricité. La construction a été achevée au deuxième trimestre de 2024.

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 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 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.

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 autorités 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 recouverts à même les tarifs facturés aux clients. De plus, 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.

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 îles Caïmans sont réglementées par l'autorité de réglementation du pays.

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 2025. Se reporter également à la rubrique « Risques d'affaires – Réglementation des services publics » à la page 26.

Questions réglementaires importantes

ITC

Mesures incitatives liées au transport d'électricité : En 2021, la FERC a publié un nouvel avis d'ébauche de règle portant sur les mesures incitatives liées au transport d'électricité, qui modifie la proposition contenue dans l'avis d'ébauche de règle initial publié par la FERC en 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. Le calendrier et l'issue de cette procédure sont inconnus; toutefois, chaque variation de 10 points de base du RCP en ce qui concerne ITC a une incidence d'environ 0,01 \$ sur le BPA annuel de Fortis.

UNS Energy

Demande tarifaire générale de TEP : En juin 2025, TEP a déposé une demande tarifaire générale auprès de l'ACC prévoyant l'établissement, à compter du 1^{er} septembre 2026, de nouveaux tarifs fondés sur la base de l'exercice clos le 31 décembre 2024 comme année témoin, compte tenu d'ajustements postérieurs à l'année témoin ayant été apportés jusqu'au 30 juin 2025. La demande comprend une proposition visant l'élimination progressive ou l'élimination de certains mécanismes d'ajustement et l'établissement d'un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs fondé sur une formule conformément à l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule approuvé par l'ACC en 2024.

Le Residential Utility Consumer Office a contesté l'autorité de l'ACC pour mettre en œuvre un cadre de tarifs établis selon une formule conformément à un énoncé de politique et, en novembre 2025, la Cour d'appel de l'Arizona a décidé que le Residential Utility Consumer Office pouvait aller de l'avant avec sa contestation. Le calendrier et l'issue de ces instances juridiques et réglementaires sont inconnus. L'ACC avait précédemment approuvé les mécanismes d'ajustement, y compris les mécanismes fondés sur une formule, dans le cadre de certaines causes liées aux tarifs.

Demande tarifaire générale d'UNS Gas : En janvier 2026, un juge administratif de l'ACC a émis une ordonnance et un avis dans lesquels il recommandait un RCP autorisé de 9,57 % et une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de 56 %. L'ordonnance recommandait également l'établissement d'un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs fondé sur une formule qui prévoirait une fourchette de variation du rendement autorisé de plus ou moins 40 points de base et l'application d'un crédit d'efficacité de 5 % aux besoins en produits additionnels, en plus d'exclure les ajustements postérieurs à l'année témoin. Si le mécanisme d'ajustement annuel fondé sur une formule devait ne pas être approuvé, l'ordonnance recommandait l'utilisation de mécanismes d'ajustement aux fins d'un recouvrement des investissements dans les infrastructures et des modifications de l'impôt sur le résultat en temps opportun. L'ordonnance et l'avis proposent l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1^{er} mars 2026. La demande tarifaire demeure assujettie à l'approbation de l'ACC, qui est attendue en février 2026.

FortisAlberta

Décision relative à la troisième période d'application de la TAR : En 2023, l'AUC a publié une décision établissant les paramètres de la troisième période d'application de la TAR, soit la période allant de 2024 à 2028. FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision en appel devant la Cour d'appel, au motif que l'AUC avait commis une erreur de fait ou de droit dans sa décision de déterminer le financement en se fondant sur les dépenses d'investissement historiques de 2018 à 2022, sans tenir compte du financement des nouveaux programmes d'investissement compris dans les besoins en produits pour 2023 en ce qui a trait au coût du service de la Société, tels qu'ils ont été approuvés par l'AUC. En mars 2025, la Cour d'appel a autorisé FortisAlberta à interjeter appel. L'appel a été entendu en janvier 2026. Une décision est attendue au troisième trimestre de 2026.

SITUATION FINANCIÈRE

Principaux mouvements survenus entre les 31 décembre 2025 et 2024

Compte du bilan <i>(en millions de dollars)</i>	Écart		Explication
	Change	Autres	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(19)	166	Principalement attribuable au calendrier des besoins en matière de capital et de fonds de roulement en ce qui concerne UNS Energy et au produit inutilisé de la cession de Fortis Belize et de Belize Electricity. Les soldes en caisse ont été investis dans des comptes productifs d'intérêts et seront utilisés en 2026.
Débiteurs et autres actifs courants	(53)	(138)	Reflète essentiellement une diminution des débiteurs à la suite d'activités de recouvrement à Central Hudson, de même qu'un changement en ce qui concerne les créances à long terme découlant d'ententes de paiement différé relativement à d'autres actifs.
Autres actifs	(60)	189	Principalement attribuable à une hausse des actifs au titre des avantages du personnel futurs attribuable aux rendements des placements en ce qui concerne les RPD et les régimes d'AAPE et à une hausse des débiteurs à long terme liés aux ententes de paiement différé en ce qui concerne Central Hudson.
Actifs réglementaires (courants et à long terme)	(62)	453	Découle des variations relatives à divers mécanismes réglementaires, notamment une augmentation de l'impôt différé, des coûts de gestion de l'énergie différés et de l'utilisation normale des comptes de stabilisation tarifaire.
Immobilisations corporelles, montant net	(1 516)	2 946	Découle des dépenses d'investissement, contrebalancées en partie par la dotation à l'amortissement et les apports sous forme d'aide à la construction, ainsi que par la cession de FortisTCI et de Fortis Belize.
Immobilisations incorporelles, montant net	(56)	118	Reflète essentiellement les investissements dans les logiciels dans l'ensemble des entreprises de services publics.
Emprunts à court terme	(4)	318	Reflète l'émission de papier commercial par ITC pour financer les besoins en fonds de roulement.
Créditeurs et autres passifs courants	(73)	223	Principalement attribuable à une augmentation des dépôts liés à la construction du projet de pipeline d'Eagle Mountain en ce qui concerne FortisBC Energy.
Impôt différé	(152)	424	Attribuable essentiellement à la hausse des différences temporaires liées aux dépenses d'investissement en cours.
Dette à long terme (y compris la tranche courante)	(985)	1 640	Découle des émissions de titres d'emprunt en vue de financer le programme d'investissement de la Société, partiellement contrebalancées par des remboursements sur la dette et sur les facilités de crédit, et par la cession de FortisTCI.
Capitaux propres	(943)	945	Découle principalement : i) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2025, 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 liés aux activités 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.

Les besoins en liquidités de Fortis pour soutenir la croissance des filiales sont généralement pourvus grâce à des emprunts sur les facilités de crédit de la Société, à l'application du RRD et à des émissions de titres d'emprunt à long terme, d'actions privilégiées et d'actions ordinaires, y compris celles émises dans le cadre du programme d'émission d'actions ordinaires au cours du marché. 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 et transforment ensuite ces 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 des facilités de crédit renouvelables de la Société. Une tranche d'environ 5,4 milliards de dollars du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2027 et 2030. Les facilités de crédit disponibles sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Facilités de crédit Aux 31 décembre (en millions de dollars)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2025	2024
Total des facilités de crédit ¹	4 196	1 577	5 773	6 342
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(412)	—	(412)	(98)
Dettes à long terme (y compris la tranche courante)	(1 515)	—	(1 515)	(2 216)
Lettres de crédit en cours	(83)	(22)	(105)	(102)
Facilités de crédit inutilisées	2 186	1 555	3 741	3 926

1. Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit de la Société sont présentés à la note 14 des états financiers annuels de 2025.

En avril 2025, FortisAlberta a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 250 millions de dollars à 300 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en avril 2030.

En mai 2025, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable engagée d'un montant de 1,3 milliard de dollars afin de proroger son échéance jusqu'en juillet 2030.

En septembre 2025, FortisUS Inc., une société de portefeuille qui est une filiale de Fortis, a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit à terme renouvelable non garantie de 150 millions de dollars américains jusqu'en octobre 2027. Également en septembre 2025, la Société a remboursé intégralement sa facilité de crédit à terme non renouvelable non garantie de 250 millions de dollars américains.

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 certaines autorités 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 autorités 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 2025, on s'attend à ce que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffrent en moyenne à 1,7 milliard de dollars par année au cours de chacun des cinq prochains exercices, le montant maximal pouvant être dû pour un exercice s'établissant à 2,4 milliards de dollars. Une proportion d'environ 74 % 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 2024, 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 de dollars. Fortis a aussi relancé le programme d'émission d'actions au cours du marché dans le cadre du prospectus préalable de base simplifié, lequel autorise la Société à émettre et à offrir au public, de temps à autre et à sa discrétion, des actions ordinaires pour un montant maximal de 500 millions de dollars à même les actions propres jusqu'au 10 janvier 2027. Au 31 décembre 2025, un montant de 500 millions de dollars était toujours disponible en vertu du programme d'émission d'actions au cours du marché, et un montant de 1,5 milliard de dollars demeurait 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 combinées au 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.

Au 31 décembre 2025, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette, et elles devraient continuer de le faire.

Sommaire des flux de trésorerie

Sommaire des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2025	2024	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	220	625	(405)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	4 062	3 882	180
Activités d'investissement	(5 357)	(5 395)	38
Activités de financement	1 461	1 064	397
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(19)	44	(63)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	367	220	147

Activités d'exploitation

Se reporter à la rubrique « Aperçu de la performance – Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » à la page 4.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué de 38 millions de dollars par rapport à 2024, ce qui s'explique surtout par le produit reçu à la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity. Ce facteur a été contrebalancé en partie par les éléments suivants : i) l'augmentation des dépenses d'investissement, déduction faite des apports sous forme d'aide à la construction; ii) la hausse des dépenses liées à la gestion axée sur la demande de FortisBC; et iii) la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

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 titres d'emprunt et d'actions ordinaires. Se reporter à la rubrique « Besoins en flux de trésorerie » à la page 16. La hausse des flux de trésorerie provenant des activités de financement en 2025 reflétait surtout l'augmentation des emprunts pour soutenir les dépenses d'investissement.

Financement par emprunt

Émissions importantes de titres d'emprunt à long terme

Exercice clos le 31 décembre 2025

	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions de dollars)	Emploi du produit
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Février	5,90	2055	300 \$ US	(1), (2), (3)
Billets de premier rang non garantis	Octobre	5,38	2035	50 \$ US	(1), (3)
Central Hudson					
Billets de premier rang non garantis	Avril	(4)	(4)	70 \$ US	(1), (3)
Billets de premier rang non garantis	Novembre	(5)	(5)	80 \$ US	(3)
FortisBC Energy					
Débetures non garanties	Octobre	3,38	2030	200	(1)
FortisAlberta					
Débetures de premier rang non garanties	Juillet	4,76	2055	200	(1), (2), (3)
Newfoundland Power					
Obligations hypothécaires de premier rang	Août	4,91	2055	120	(1), (2), (3)
Maritime Electric					
Obligations hypothécaires de premier rang	Juillet	4,94	2055	120	(1), (2)
Fortis					
Billets de premier rang non garantis	Mars	4,09	2032	600	(1), (3)
Billets subordonnés non garantis	Septembre	5,10	2055	750	(1), (3)

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

2. Financement des dépenses d'investissement.

3. Aux fins générales de la Société.

4. Comprennent des billets à 5,61 % d'un montant de 20 millions de dollars américains échéant en 2035, des billets à 5,81 % d'un montant de 30 millions de dollars américains échéant en 2040 et des billets à 6,01 % d'un montant de 20 millions de dollars américains échéant en 2045.

5. Comprennent des billets à 5,25 % d'un montant de 15 millions de dollars américains échéant en 2035 et des billets à 5,90 % d'un montant de 65 millions de dollars américains échéant en 2045.

Tel qu'il est illustré dans le tableau ci-dessus, Fortis a émis des billets subordonnés hybrides non garantis à taux fixe-fixe en 2025. Le taux d'intérêt sera rajusté le 4 décembre 2030, et tous les cinq ans par la suite, et correspondra au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada sur cinq ans alors en vigueur, majoré de 2,09 %, pourvu que le taux d'intérêt ne soit pas inférieur au taux d'intérêt initial, soit 5,10 %. Une tranche de 50 % de l'encours des billets subordonnés est considérée comme des capitaux propres par les agences d'évaluation du crédit.

En janvier 2026, ITC a émis des billets de premier rang garantis d'un montant de 250 millions de dollars américains, dont des billets à 5,08 % d'une durée de 10 ans pour un montant de 125 millions de dollars américains et des billets à 5,71 % d'une durée de 20 ans pour un montant de 125 millions de dollars américains. Le produit a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit, au financement des dépenses d'investissement et à d'autres fins générales de la Société.

Financement par capitaux propres ordinaires

Émission d'actions ordinaires et dividendes versés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart
Actions ordinaires émises :			
Émissions avec effet sur la trésorerie ¹	60	46	14
Émissions sans effet sur la trésorerie ²	463	435	28
Total des actions ordinaires émises :	523	481	42
Nombre d'actions ordinaires émises (en millions)	8,0	8,7	(0,7)
Dividendes versés sur les actions ordinaires :			
Trésorerie	(788)	(744)	(44)
Dividendes sans effet sur la trésorerie ³	(461)	(434)	(27)
Total des dividendes versés sur les actions ordinaires	(1 249)	(1 178)	(71)
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	2,49	2,39	0,10

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.

3. Dividendes sur actions ordinaires réinvestis en vertu du RRD.

Le 4 décembre 2025 et le 11 février 2026, Fortis a déclaré un dividende de 0,64 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} mars 2026 et le 1^{er} juin 2026, respectivement. Le paiement de dividendes est à la discrétion du conseil et dépend de la situation financière de la Société et d'autres facteurs.

Le 1^{er} juin 2025, le taux du dividende fixe annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série H, a été rajusté, passant de 0,4588 \$ à 1,0458 \$, pour la période de cinq ans allant jusqu'au 1^{er} juin 2030, exclusivement. Également le 1^{er} juin 2025, 11 298 actions privilégiées de premier rang, série H, ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang, série I, et 248 830 actions privilégiées de premier rang, série I, ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de premier rang, série H.

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2025

(en millions de dollars)

	Total	1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Dettes à long terme :							
Capital ¹	34 057	3 146	2 389	1 880	943	1 714	23 985
Intérêts	20 627	1 423	1 338	1 253	1 213	1 168	14 232
Contrats de location-financement ²	1 125	38	37	38	38	38	936
Autres obligations ³	562	188	123	128	23	23	77
Autres engagements ⁴ :							
Obligations d'achat de gaz et de combustible	6 592	908	689	586	491	416	3 502
Contrats d'achat d'énergie renouvelable	2 374	158	174	173	165	173	1 531
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta	2 307	58	59	60	61	63	2 006
Obligations d'achat d'électricité	1 135	251	156	129	127	124	348
Convention de servitudes avec ITC	342	14	14	14	14	14	272
Entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction d'UNS Energy	269	110	143	16	—	—	—
Convention de recouvrement de créances	96	3	3	3	3	3	81
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable	50	18	6	6	5	5	10
Autres	122	27	12	9	9	2	63
	69 658	6 342	5 143	4 295	3 092	3 743	47 043

1. Montants non réduits des frais de financement différés non amortis et des escomptes non amortis de 188 millions de dollars. Des renseignements additionnels sont présentés à la note 14 des états financiers annuels de 2025.

2. Des renseignements additionnels sont présentés à la note 15 des états financiers annuels de 2025.

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 présentés à la note 27 des états financiers annuels de 2025.

Autres engagements

Les entreprises de services publics 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 5,6 milliards de dollars pour 2026 et environ 28,8 milliards de dollars sur la durée du programme d'investissement sur cinq ans allant de 2026 à 2030. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 22.

En vertu d'un cadre de financement conclu avec les gouvernements de l'Ontario et du Canada, Fortis a fourni l'apport en capitaux propres minimal, soit approximativement 165 millions de dollars, à Wataynikaneyap Power, 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. Wataynikaneyap Power a conclu des conventions d'emprunt pour financer le projet durant la phase de construction. Le financement aux fins de l'exploitation à long terme devrait remplacer le financement aux fins de la construction. Dans l'éventualité où un prêteur en vertu des conventions d'emprunt réaliserait la garantie sur les emprunts, Fortis pourrait être tenue de fournir des apports en capitaux propres additionnels, 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 de dollars.

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant Four Corners et Luna qui arriveront à expiration entre 2041 et 2046, respectivement, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à San Juan et 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 San Juan et 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 343 millions de dollars est prévu. Au 31 décembre 2025, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

TEP a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie pour servir un client devant être situé sur le territoire de service de TEP. Le contrat, qui prévoit une demande énergétique potentielle d'environ 300 MW, a été approuvé par l'ACC en décembre 2025, mais demeure assujéti à d'autres éventualités contractuelles. Le contrat d'approvisionnement en énergie prévoit des protections supplémentaires pour le client, comme l'établissement d'obligations de paiement mensuel minimal qui s'appliquent sans égard à la consommation d'énergie par le client, des indemnités en cas de résiliation, soutenues par des mécanismes d'assurance financière et des normes en matière de crédit visant à atténuer le risque de défaillance. La première phase du centre de données devrait être opérationnelle aussi tôt qu'en 2027, et les travaux continueront jusqu'en 2029. À l'heure actuelle, TEP prévoit servir ce client à même sa capacité existante et prévue, y compris au moyen de ses projets solaire et de stockage d'énergie dans des batteries en cours.

TEP et UNS Electric ont conclu des ententes préalables de transport de gaz à long terme afin d'obtenir un approvisionnement en gaz naturel fiable. Les ententes visent l'aménagement d'un nouveau pipeline devant être détenu et exploité par un tiers. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et d'autres conditions, le pipeline devrait entrer en service en 2029. Lorsque l'exploitation commerciale du pipeline sera commencée, TEP et UNS Electric concluront des conventions de services de transport de gaz assorties d'engagements d'achat estimatifs de 1,9 milliard de dollars américains sur une période de 25 ans.

Arrangements hors bilan

À l'exception de lettres de crédit en cours de 105 millions de dollars au 31 décembre 2025 et des engagements non comptabilisés figurant dans le tableau et dans la rubrique « Autres engagements » qui figurent 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 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	2025		2024	
	(en millions de dollars)	(%)	(en millions de dollars)	(%)
Aux 31 décembre				
Dette ¹	34 262	57,0	33 435	56,4
Actions privilégiées	1 623	2,7	1 623	2,7
Capitaux propres ordinaires et participations ne donnant pas le contrôle ²	24 246	40,3	24 230	40,9
	60 131	100,0	59 288	100,0

1. Inclut la dette à long terme et les contrats de location-financement, y compris la tranche courante, ainsi que les emprunts à court terme, déduction faite de la trésorerie.

2. Inclut les capitaux propres, excluant les actions privilégiées, et les participations ne donnant pas le contrôle. Les participations ne donnant pas le contrôle représentaient 3,4 % au 31 décembre 2025 (31 décembre 2024 – 3,4 %).

Données sur les actions en circulation

Au 11 février 2026, la Société avait émis et mis en circulation 507,4 millions d'actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang suivantes : 5,0 millions de série F; 9,2 millions de série G; 7,9 millions de série H; 2,1 millions de série I; 8,0 millions de série J; 10,0 millions de série K; et 24,0 millions de série M.

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 11 février 2026, 0,9 million 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 2025	Notation	Type de notation	Perspectives
S&P	A-	Émetteur	Stable
	BBB+	Titres d'emprunt non garantis	
Fitch	BBB+	Émetteur	Stable
	BBB+	Titres d'emprunt non garantis	
Morningstar DBRS	A (faible)	Émetteur	Stable
	A (faible)	Titres d'emprunt non garantis	Stable

En mai 2025, Fitch a attribué la notation « BBB+ » pour la première fois à la Société et aux titres d'emprunt de premier rang non garantis, assortie d'une perspective stable.

En novembre 2025, S&P a confirmé la notation « A- » de la Société et la notation « BBB+ » des titres d'emprunt de premier rang non garantis et a révisé les perspectives de la Société et de certaines de ses filiales, les faisant passer de négatives à stables. S&P a indiqué que le changement de perspectives reflète l'amélioration du ratio des flux de trésorerie liés aux opérations par rapport à la dette de la Société et les mesures prises par les filiales pour atténuer les risques physiques, notamment ceux liés aux feux incontrôlés.

En janvier 2026, Moody's Investor Services, Inc. a retiré ses notations pour Fortis à la demande de la Société. Le retrait n'a pas eu d'incidence sur les notations de la filiale.

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 faciliter l'interconnexion de nouvelles ressources énergétiques.

Les dépenses d'investissement se sont élevées à 5,6 milliards de dollars en 2025, ce qui est conforme aux attentes et supérieur de 0,4 milliard de dollars par rapport à 2024. L'augmentation par rapport à 2024 s'explique surtout par les éléments suivants : i) les investissements se rapportant aux projets d'investissement majeurs, notamment les projets de la première tranche du plan de transport sur grande distance de MISO et le projet Big Cedar lié à la croissance de la demande pour ITC, ainsi que le projet Vail-to-Tortolita et la centrale de gaz Black Mountain en ce qui concerne UNS Energy; ii) une hausse des investissements dans le transport et la distribution dans l'ensemble des entreprises de services publics de la Société, et iii) l'incidence de la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. L'augmentation a été contrebalancée en partie par l'investissement de FortisBC Energy dans le projet de pipeline d'Eagle Mountain en 2024. En 2025, la construction du projet a été financée en grande partie par des apports sous forme d'aide à la construction plutôt que par des investissements de FortisBC Energy.

Dépenses d'investissement pour 2025^{1, 2}

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Entreprises de services publics réglementés							Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées – Siège social et autres	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité			
Total	1 840	1 365	481	650	598	186	491	5 611	3	5 614

Dépenses d'investissement prévues pour 2026^{2, 3}

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Entreprises de services publics réglementés							Total pour les entreprises de services publics réglementés	Activités non réglementées – Siège social et autres	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité			
Total	1 874	1 281	466	712	614	207	462	5 616	—	5 616

Programme d'investissement allant de 2026 à 2030^{2, 3}

(en milliards de dollars)	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Programme d'investissement sur cinq ans	5,6	5,9	5,6	6,2	5,5	28,8

1. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12. Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,40 pour 2025.
2. Exclut la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.
3. Reflète un taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,35. En moyenne, 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 du programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030 d'environ 0,7 milliard de dollars au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

Le programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030 prévoit un montant additionnel de 2,8 milliards de dollars par rapport au programme sur cinq ans précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des investissements dans le transport réglementé par la FERC liés aux nouvelles interconnexions, au plan de transport sur grande distance de MISO et aux projets liés à la fiabilité de base en ce qui concerne ITC. Elle tient également aux dépenses d'investissement supplémentaires pour UNS Energy, qui reflètent une hausse des investissements dans le transport et la distribution qui visent à répondre à la croissance de la demande, à accroître la fiabilité et à offrir une voie pour raccorder les ressources de production futures. Les investissements prévus dans la production d'énergie en Arizona ont également été mis à jour afin de refléter le projet de conversion au gaz naturel de Springerville. La croissance de la clientèle et les investissements visant à renforcer la fiabilité dans l'ensemble de nos entreprises de services publics ont également contribué à l'augmentation, et la hausse du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,35 s'est soldée par des investissements additionnels d'environ 0,6 milliard de dollars par rapport au programme précédent.

Les investissements prévus dans le programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030 sont classés comme suit : i) transport – 46 %; ii) distribution – 31 %; iii) production – 7 %; iv) gaz renouvelable et GNL – 5 %; v) autres investissements, principalement liés aux technologies de l'information et aux installations – 11 %. Le programme d'investissement sur cinq ans comporte un faible risque et est facilement réalisable, puisque seulement 21 % des investissements se rapportent aux projets d'investissement majeurs. La ventilation géographique des dépenses d'investissement prévues devrait être la suivante : 63 % aux États-Unis, dont 34 % pour ITC, 35 % au Canada et les 2 % restants dans les Caraïbes.

Le programme d'investissement devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la dette liée aux activités réglementées. Les capitaux propres ordinaires devraient provenir du RRD de la Société, selon les niveaux de participation actuels. Le programme d'émission d'actions ordinaires au cours du marché de la Société, d'un montant de 500 millions de dollars, n'a pas été utilisé à ce jour et demeure disponible pour une plus grande souplesse de financement au besoin.

Les dépenses d'investissement prévues sont fondées sur des projections détaillées quant à la demande d'énergie, ainsi qu'aux coûts de la main-d'œuvre et du matériel, y compris l'inflation, la disponibilité de la chaîne d'approvisionnement, la conjoncture économique générale, les taux de change, les nouveaux tarifs ou les tarifs révisés et d'autres facteurs. La Société continue de surveiller les politiques gouvernementales sur le commerce extérieur, notamment l'imposition de droits de douane et les incidences éventuelles sur la chaîne d'approvisionnement, les prix des produits de base, le coût de l'énergie et la conjoncture économique générale. Ces facteurs pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues.

Base tarifaire de mi-exercice¹

(en milliards de dollars)	2025 ²	2026 ²	2030 ²
ITC	13,9	14,6	19,8
UNS Energy	8,4	8,9	11,5
Central Hudson	3,7	4,0	5,0
FortisBC Energy	6,5	6,8	8,8
FortisAlberta	4,7	4,8	5,9
FortisBC Electric	1,8	1,9	2,3
Autres entreprises d'électricité	3,4	3,7	4,6
Total	42,4	44,7	57,9

1. Moyenne simple de la base tarifaire au début et à la fin de l'exercice.
2. Reflète un taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,40 pour 2025. Le taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien pour les exercices 2026 et 2030 est de 1,35, conformément au programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030 de la Société. 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 de la base tarifaire d'environ 1,4 milliard de dollars au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

La base tarifaire de mi-exercice totale devrait augmenter pour s'établir à 57,9 milliards de dollars d'ici 2030 grâce au programme d'investissement sur cinq ans, ce qui représente un taux de croissance annuel composé de 7,0 %.

Projets d'investissement majeurs

(en millions de dollars)	Avant 2025	Données réelles pour 2025	Plan 2026-2030	Achèvement prévu
ITC				
MISO LRTP Tranche 1	89	173	1 812	2030
MISO LRTP Tranche 2.1	—	8	529	Après 2030
Projet Big Cedar lié à la croissance de la demande	5	172	394	2028
UNS Energy				
Projet de transport de TEP	—	—	608	2029
Conversion au gaz naturel de Springerville	—	—	238	2030
Production de gaz Black Mountain	1	58	339	2028
Projet de transport Vail-to-Tortolita	199	144	147	2027
Projet de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner	116	345	3	2026
FortisBC Energy				
Projet d'augmentation de la capacité de stockage de GNL de Tilbury	35	5	627	Après 2030
Projet d'infrastructure de compteurs évolués	37	136	570	2028
Phase 1B du projet Tilbury	49	12	342	2030
Projet de pipeline d'Eagle Mountain ¹	436	14	274	2027
Total		1 067	5 883	

1. Déduction faite des apports des clients.

Plan de transport sur grande distance de MISO – tranches 1 et 2.1

Six projets compris dans le portefeuille de la première tranche du plan de transport sur grande distance de MISO sont situés dans les territoires desservis par les sociétés en exploitation d'ITC membres de MISO. La majeure partie de l'investissement prévu par ITC en lien avec ces projets est reflétée dans le programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030.

ITC a reflété des investissements d'environ 0,5 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars américains) dans le programme d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030 de la Société en ce qui concerne les projets de la tranche 2.1 du plan de transport sur grande distance de MISO situés au Michigan et au Minnesota, où le droit de premier refus est en vigueur, et les projets nécessitant des mises à niveau des systèmes en Iowa qui ne sont pas assujettis à des appels d'offres concurrentiels. D'importantes occasions d'investissements additionnels demeurent pour la tranche 2.1 (se reporter à la rubrique « Occasions d'investissements additionnels » à la page 25).

En juillet 2025, certaines commissions de réglementation des États de la région de MISO ont déposé une plainte auprès de la FERC contestant la façon dont MISO a élaboré le portefeuille de la tranche 2.1. Le calendrier et l'issue de cette demande, de même que toute incidence éventuelle sur le programme d'investissement, sont inconnus.

Projet Big Cedar lié à la croissance de la demande

Le projet comporte deux phases et prévoit des mises à niveau du réseau de transport pour amener jusqu'à 1 600 MW au Big Cedar Industrial Center pour répondre à la demande du nouveau centre de données. La première phase du projet nécessite des mises à niveau du réseau de transport pour supporter une demande additionnelle de 800 MW, et la mise en service est prévue en 2027. La deuxième phase porte sur une demande additionnelle de 800 MW, et la mise en service est prévue en 2028.

Projet de transport de TEP

Reflète un projet de transport dont l'achèvement est prévu en 2029 et qui vise à répondre à la croissance de la demande, à accroître la fiabilité et à offrir une voie pour raccorder les ressources de production futures.

Conversion au gaz naturel de Springerville

Le projet reflète la conversion de la production d'électricité alimentée au charbon d'une capacité de 793 MW de TEP à sa centrale existante de Springerville en production alimentée au gaz naturel d'une capacité similaire d'ici 2030. Cette conversion permettra de mieux soutenir les collectivités locales en améliorant l'abordabilité et la fiabilité pour la clientèle, et répond au besoin de capacité de remplacement prévu dans le plan de ressources intégré de TEP pour 2023.

Production de gaz à la centrale Black Mountain

Reflète l'agrandissement de la centrale existante de Black Mountain, détenue et exploitée par UNS Electric, afin de répondre à la demande croissante de capacité dans le territoire desservi. L'agrandissement prévoit quatre turbines à gaz d'une capacité nominale de 48 MW, une sous-station de 230 kV et une sous-station d'interconnexion de 230 kV. Le projet devrait être achevé en 2028.

Projet de transport Vail-to-Tortolita

Comprend des investissements dans un circuit d'une nouvelle ligne de transport double de 230 kV visant à relier l'infrastructure au système de TEP, afin d'améliorer le service et la fiabilité pour les clients. Le projet devrait être achevé en 2027.

Projet de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner

Reflète le deuxième projet de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner de 200 MW de TEP, après l'achèvement du premier projet de la réserve Roadrunner en juillet 2025. Le projet consiste en un système de stockage d'énergie dans des batteries qui facilitera l'intégration de l'énergie renouvelable au réseau électrique. Le système peut stocker 800 MWh d'énergie, assez pour desservir environ 42 000 foyers pendant quatre heures lorsqu'il est pleinement déployé. TEP détiendra et exploitera le système. Le projet devrait être achevé en 2026.

Projet d'augmentation de la capacité de stockage de GNL de Tilbury

En octobre 2025, la demande de CCNP relative à ce projet a été approuvée par la BCUC, ce qui permettra à FortisBC Energy, conformément aux options d'augmentation de la capacité présentées dans la demande de CCNP, de remplacer le réservoir de stockage de GNL initial au site de Tilbury par un nouveau réservoir de stockage de GNL plus grand et d'augmenter la capacité de regazéification dans le but de s'assurer qu'elle pourra continuer de fournir des services d'énergie fiables et résilients. Le projet demeure assujéti à un processus d'évaluation environnementale.

Projet d'infrastructure de compteurs évolués

Le projet prévoit le remplacement des compteurs résidentiels, commerciaux et industriels par des compteurs de gaz évolués visant à favoriser la sécurité, la résilience et l'exploitation efficiente du réseau de distribution de gaz de FortisBC Energy. Le projet permettra la lecture à distance des compteurs et l'interruption à distance de l'approvisionnement en gaz. L'installation des compteurs évolués a commencé en 2025 et devrait être presque achevée en 2028.

Phase 1B du projet Tilbury

Construction d'installations supplémentaires de liquéfaction et de distribution, y compris des canalisations terrestres, pour soutenir le soutage en mer et optimiser davantage la phase 1A du projet d'agrandissement Tilbury. Le projet de FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique. Un rapport initial sur la portée du projet a été déposé auprès des autorités de réglementation en vue de soutenir le processus fédéral d'évaluation d'impact ainsi que le processus d'évaluation environnementale de la province nécessaires à l'agrandissement du site Tilbury.

Projet de pipeline d'Eagle Mountain

Ce projet vise l'expansion d'un pipeline de 50 km vers une installation de GNL détenue par Woodfibre LNG près de Squamish, en Colombie-Britannique. FortisBC Energy a commencé la construction du projet en 2023. Il devrait être achevé en 2027.

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

Le conseil de MISO a approuvé les projets de la tranche 2.1 du plan de transport sur grande distance, dont les frais de transport sont estimés à environ 22 milliards de dollars américains. ITC estime que le total des dépenses d'investissement se situera entre 3,7 milliards de dollars américains et 4,2 milliards de dollars américains pour les projets de la tranche 2.1 de MISO situés au Michigan et au Minnesota, où le droit de premier refus est en vigueur, et pour les projets nécessitant des mises à niveau des systèmes en Iowa qui ne sont pas assujetties à des appels d'offres concurrentiels. La majeure partie des investissements liés à la tranche 2.1 devraient être réalisés après 2030.

Tout projet additionnel lié à la tranche 2.1 attribué à ITC dans le cadre d'un processus d'appel d'offres concurrentiel viendrait s'ajouter au montant estimé des investissements de la tranche 2.1 susmentionné. ITC évalue actuellement les projets compris dans le portefeuille et s'apprête à soumissionner, si elle le juge approprié.

UNS Energy

En plus du contrat d'approvisionnement en énergie signé en juillet 2025 (se reporter à la rubrique « Obligations contractuelles » à la page 19), d'autres négociations sont en cours avec le client concernant la capacité additionnelle nécessaire à l'aménagement de l'intégralité du site initial, d'un total de 600 MW. Le client a également indiqué qu'une capacité additionnelle de 500 MW à 700 MW pourrait être requise pour un second site. Si les discussions aboutissent à une entente, des investissements additionnels dans la production et le transport seront nécessaires pour les phases ultérieures.

TEP suscite de l'intérêt auprès d'autres éventuels nouveaux clients de détail importants du secteur de la fabrication, des centres de données et du secteur minier, dont la demande pourrait se traduire par de nouveaux besoins en énergie. TEP continue de collaborer avec ces clients afin d'évaluer les besoins en capital et les échéanciers connexes.

TEP et UNS Electric prévoient déposer de nouveaux plans de ressources intégrés auprès de l'ACC en 2026, ce qui permettra de répondre à l'augmentation des besoins énergétiques tout en offrant des solutions énergétiques fiables et abordables.

FortisBC Energy

Tel qu'il est susmentionné, la BCUC a approuvé le projet d'augmentation de la capacité de stockage de GNL de Tilbury en octobre 2025. Selon l'option d'augmentation de la capacité approuvée par la BCUC, la valeur du projet pourrait augmenter de 300 millions de dollars, puisque le programme d'investissement sur cinq ans prévoyait que la taille et la configuration du réservoir de remplacement seraient semblables à celles du réservoir existant. Ce projet pourrait donner lieu à des occasions additionnelles au-delà de 2030, selon le calendrier des approbations liées à l'évaluation environnementale.

En 2024, des certificats d'évaluation environnementale provinciaux et fédéraux ont été délivrés pour le projet de jetée maritime sur l'île Tilbury. La construction de la jetée soutient le nouvel agrandissement de l'usine de GNL de Tilbury de FortisBC, située idéalement pour répondre à la demande de la clientèle en GNL. Le site peut être adapté, permet d'agrandir la capacité de stockage et d'ajouter de l'équipement de liquéfaction, et il est situé à proximité de voies d'expédition internationales.

Autres occasions

Les autres occasions comprennent notamment des investissements supplémentaires dans le transport dans l'ensemble de nos territoires réglementés par la FERC afin de soutenir le raccordement des clients et la modernisation des réseaux; d'autres occasions dans les infrastructures de gaz renouvelable et de GNL en Colombie-Britannique; des investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; et des investissements dans des infrastructures énergétiques pour soutenir l'accélération de la croissance de la demande sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

Objectifs de réduction des émissions de GES

Fortis est essentiellement une société de livraison d'énergie, et environ 95 % de ses actifs se rapportent au transport et à la distribution, ce qui limite l'impact environnemental des entreprises de services publics de la Société par rapport à celui des entreprises davantage axées sur la production d'énergie. La Société a réalisé des progrès soutenus en ce qui a trait à la décarbonation de son bouquet énergétique et à l'offre d'une énergie plus propre aux clients : en 2025, les émissions de GES du champ d'application 1 avaient diminué d'environ 38 % par rapport aux niveaux de 2019. La diminution des émissions en 2025 s'explique surtout par les interruptions dans certaines unités de production d'énergie à partir de combustibles fossiles de TEP au cours de l'exercice.

En 2026, Fortis révisera sa stratégie de décarbonisation, ce qui pourrait exiger l'établissement de nouveaux objectifs intermédiaires de réduction des émissions afin de remplacer les anciens objectifs. Ces travaux s'appuieront sur la planification des ressources au sein des entreprises de services publics de la Société, dont les nouveaux plans de ressources intégrés devant être déposés par TEP et UNS Electric en 2026, tel qu'il est mentionné ci-dessus. Fortis demeure déterminée à disposer de sources de production sans charbon d'ici 2032 et à se rapprocher de son objectif de carboneutralité d'ici 2050.

RISQUES D'AFFAIRES

Fortis dispose d'un programme de gestion des risques d'entreprise pour cerner et évaluer la gravité et la potentialité des risques touchant ses activités. Le conseil de Fortis supervise le programme de gestion des risques d'entreprise de Fortis par l'intermédiaire de son 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. Le conseil d'administration de chacune des filiales supervise son propre programme de gestion des risques d'entreprise et intègre au programme de gestion des risques d'entreprise de Fortis tout risque significatif identifié. Les seuils d'importance sont passés en revue annuellement. La direction utilise des systèmes de contrôles internes pour surveiller et gérer les risques identifiés. Les risques d'affaires importants de la Société se résument comme suit.

Réglementation des services publics

Les actifs des entreprises de services publics réglementés correspondaient à la quasi-totalité de l'actif de la Société au 31 décembre 2025. Les territoires de réglementation comprennent cinq provinces canadiennes, dix États américains et les îles Caïmans; les actifs de transport sont également assujettis aux règlements de la FERC aux États-Unis.

Les autorités de réglementation appliquent les lois visant des aspects importants des activités des entreprises de services publics, notamment : les tarifs facturés aux clients, le RCP autorisé 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 peut être important pour UNS Energy en raison de l'utilisation par son autorité de réglementation, par le passé, des années témoins historiques pour établir les tarifs facturés aux clients.

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. 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 sur les taux de rendement. L'incapacité à recouvrer les coûts ou à générer un rendement pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Dans le cadre des activités de transport, les éléments sous-jacents des tarifs établis selon une formule fixés par la FERC peuvent être contestés par des tiers, ce qui peut donner lieu à une réduction des tarifs et à des remboursements aux clients. Ces éléments sous-jacents comprennent le RCP, les suppléments du RCP 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.

Fortis est bien positionnée pour maintenir des relations constructives avec les autorités de réglementation par l'entremise d'équipes de gestion régionales et de conseils d'administration de filiales dont les membres sont majoritairement des administrateurs indépendants qui proviennent des régions concernées. Cependant, la Société ne peut prédire les modifications législatives ou réglementaires ni les changements dans l'interprétation ou l'application des lois et règlements découlant de facteurs économiques, politiques (se reporter à la rubrique « Conjoncture politique » à la page 30) ou autres. La Société et ses entreprises de services publics pourraient devoir composer avec des difficultés et des coûts de conformité pour donner suite à ces changements dans la réglementation de manière efficace et en temps opportun. Ces changements à la réglementation ou incidences opérationnelles pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Risques physiques

La prestation de services d'électricité et de gaz est exposée à des risques physiques, notamment l'effet des conditions climatiques rigoureuses et des catastrophes naturelles, des guerres, des actes terroristes, du vandalisme, d'une défaillance du matériel critique et d'autres catastrophes survenant à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires de service de la Société, notamment les feux incontrôlés.

Les entreprises de services publics d'électricité sont exposées à des risques de perte ou de dommages en cas de feux incontrôlés, d'inondations, d'ouragans, d'ondes de tempête, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, de tremblements de terre, d'avalanches, de tempêtes de neige ou de verglas et d'autres catastrophes naturelles. 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.

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. Les accidents et les catastrophes naturelles affectant les entreprises de services publics de gaz ou d'électricité de la Société peuvent entraîner l'interruption des services, des déversements et des passifs environnementaux proportionnels ou d'autres obligations.

De plus, l'exploitation de réseaux d'électricité et de gaz peut causer des incendies, y compris des feux incontrôlés, provoqués par des défaillances de l'équipement, la chute d'arbres, la foudre touchant des lignes ou de l'équipement ou autrement. 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. L'incapacité de gérer adéquatement les risques d'incendies et de feux incontrôlés pourrait entraîner des actions au civil et la prise de mesures gouvernementales coercitives, et 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 pertes de tiers, s'il a été déterminé que leurs installations sont responsables d'un incendie ou d'un feu incontrôlé ou y ont contribué.

L'équipement et les installations de production sont exposés à certains risques physiques, notamment un bris d'équipement ou les dommages causés par les incendies, les inondations ou les autres catastrophes naturelles 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.

Les réseaux d'électricité et de gaz nécessitent de la maintenance, des améliorations et des remplacements continus. 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 entrepreneurs ainsi que celle du public.

L'interruption des services, ou les dommages découlant de l'interruption des services ou causés par celle-ci, l'incapacité de mettre en œuvre ou d'achever adéquatement les programmes de dépenses d'entretien et d'investissement autorisés, les phénomènes météorologiques violents ou d'autres risques physiques, peuvent se traduire par une perte si elles ne sont pas atténuées par des contrats d'assurance ou le recouvrement des coûts à même les tarifs facturés aux clients.

Toutes les répercussions potentielles des risques physiques qui précèdent pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les risques physiques susmentionnés peuvent être exacerbés par le risque lié aux changements climatiques décrit ci-dessous.

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 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 22. Les dépenses d'investissement, particulièrement les projets d'investissement majeurs et les occasions d'étendre le programme d'investissement, sont exposées à des risques de retard et de dépassement de coûts pendant la construction en raison des fluctuations des prix des produits de base, des coûts d'approvisionnement et de la main-d'œuvre, d'éventuels nouveaux tarifs ou tarifs révisés, des contraintes dans la chaîne d'approvisionnement, 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 autorités 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Cybersécurité et technologies de l'information et de l'exploitation

En tant qu'exploitants d'infrastructures énergétiques importantes, les entreprises de services publics de la Société peuvent faire face au risque de cybercrime, notamment des cyberattaques, des atteintes à la sécurité des données, de la cyberextorsion ou des compromissions similaires. Comme c'est le cas pour d'autres entreprises, nos systèmes d'information et les systèmes d'information de nos tiers fournisseurs sont la cible de logiciels malveillants, de tentatives d'hameçonnage et d'autres cyberattaques. Certains systèmes d'information des entreprises de services publics de la Société ont fait l'objet d'atteintes à la cybersécurité les visant directement ou par l'intermédiaire de tiers, y compris des accès non autorisés, mais aucune de ces atteintes n'a eu d'incidence significative. Nous nous attendons à être la cible d'attaques semblables à l'avenir. 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, y compris les installations d'électricité et 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, y compris ceux des tiers fournisseurs de services de la Société, peuvent être vulnérables à un accès non autorisé ou à une interruption à la suite de cyberattaques et d'autres types d'attaques, y compris le piratage, les logiciels malveillants, les actes de guerre ou de terrorisme et les actes de vandalisme, entre autres. En outre, les conflits géopolitiques et les avancées de l'IA et de l'IA générative pourraient accroître l'ampleur, la complexité ou la fréquence des cyberattaques lancées par des acteurs malveillants, dont certaines pourraient même être déclenchées par des États ou liées à ceux-ci.

Une cyberattaque ou une intrusion informatique pourraient entraîner la perturbation des services énergétiques et des autres activités commerciales, notamment la perturbation de la sécurité, des contrôles internes et des processus, des dommages matériels, une atteinte à la réputation, une corruption ou la non-disponibilité des données essentielles, la perte d'actifs, l'appropriation illicite ou le vol, la perte ou la divulgation de renseignements sensibles, confidentiels et exclusifs à propos des activités ou de renseignements personnels des clients ou des employés. Tandis que la Société poursuit sa collaboration avec des tiers fournisseurs, l'exposition de la Société à ces risques augmente (se reporter à la rubrique « Dépendance envers la chaîne d'approvisionnement et des tiers » à la page 33).

Une atteinte significative à la cybersécurité des systèmes de sécurité de l'information de la Société ou de tiers fournisseurs de services, ou tout délai dans l'évaluation du caractère significatif de ces atteintes et des obligations de présentation et de communication de l'information connexe ou incapacité à procéder à cette évaluation, pourrait entraîner des coûts de remise en état importants pour la Société ou avoir une incidence négative sur les activités et la performance financière de la Société, sur sa réputation et sa respectabilité aux yeux des clients, des autorités de réglementation et des marchés financiers et pourrait l'exposer à des demandes de dommages-intérêts de la part de tiers ou à des sanctions réglementaires. 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.

Changements climatiques

Risque physique lié au climat

Les changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de fournir des services d'électricité et de gaz fiables et sécuritaires. Des changements climatiques entraînant des phénomènes météorologiques plus fréquents et plus violents pourraient perturber la fiabilité des réseaux d'électricité et de gaz. Les risques physiques associés aux changements climatiques exigent que les entreprises de services publics de la Société s'adaptent et réagissent pour continuer à fournir un service fiable aux clients.

La Société a déterminé que les vents forts, les vagues de chaleur extrême, le risque de feux incontrôlés et les inondations sont les plus grands dangers climatiques auxquels elle est exposée. Les territoires de service de la Société peuvent également être touchés par d'autres événements ou phénomènes météorologiques violents, à savoir des orages, des sécheresses, des ouragans, des ondes de tempête, ou encore des tempêtes de neige ou de verglas. La fréquence accrue de ces événements 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 conditions météorologiques extrêmes et les variations de température nécessitent des processus de sauvegarde du système informatique et peuvent entraîner une pression sur le réseau, y compris des interruptions de service, et réduire l'efficacité des installations au fil du temps.

Les répercussions à plus long terme des changements climatiques pourraient entraîner l'interruption des services, une réduction de la durée de vie des actifs, une hausse des coûts de réparation et de remplacement et des coûts liés au renforcement des normes de conception et des systèmes. Les répercussions des changements climatiques peuvent amplifier les risques physiques (se reporter à la rubrique « Risques physiques » à la page 27). L'incapacité à s'adapter de façon appropriée aux changements climatiques 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.

Les risques physiques posés par les répercussions potentielles des changements climatiques et les dommages aux actifs, l'interruption des services, les coûts de réparation et de remplacement et les demandes de dommages-intérêts de la part de tiers qui en découlent pourraient avoir une incidence défavorable significative si ces situations ne sont pas résolues de façon efficace et en temps opportun ou si elles ne sont pas atténuées par des contrats d'assurance ou des recouvrements de coûts réglementaires. Une augmentation du risque d'affaires associé aux changements climatiques pourrait également avoir une incidence sur les notations, ce qui pourrait 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 (se reporter à la rubrique « Accès à des capitaux » à la page 34).

Risque de transition lié au climat

Pour assurer une transition vers la décarbonation, 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 leur sont facturés, entre autres. Les risques liés aux changements politiques, législatifs, technologiques et au marché pourraient avoir des incidences sur les capitaux et la situation financière de la Société et de ses entreprises de services publics.

Fortis s'attend à ce que les politiques gouvernementales et la réglementation continuent d'évoluer au cours des prochaines années (se reporter à la rubrique « Réglementation en matière d'environnement » ci-dessous). Les changements dans les politiques, l'évolution des technologies et la capacité des entreprises de services publics de la Société à transférer les coûts connexes aux clients demeurent incertaines. Le décalage attribuable à la réglementation découlant de l'adoption d'initiatives relatives aux changements climatiques ou de la disponibilité de mécanismes de recouvrement réglementaires dans certains territoires pourrait causer un préjudice financier à Fortis et à ses entreprises de services publics (se reporter à la rubrique « Réglementation des services publics » à la page 26).

Des avancées technologiques devront être réalisées pour que la Société atteigne la carboneutralité, tout en préservant la fiabilité du système et l'abordabilité pour la clientèle. Outre le développement et la mise en œuvre de technologies énergétiques pertinentes, la capacité de la Société à atteindre la carboneutralité et les objectifs en matière de GES qu'elle s'est fixés dépend de nombreux facteurs, notamment la croissance importante de la demande, les politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial, l'étendue du territoire de service de la Société et l'adoption par le public de produits énergétiques de remplacement, ce qui pourrait faire en sorte que les résultats réels et la capacité d'atteindre ces objectifs diffèrent des attentes de manière significative. L'incidence définitive de l'atteinte de ces objectifs ou de l'incapacité à les atteindre pourrait porter atteinte à la réputation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Santé et sécurité

Les activités des entreprises de services publics de la Société comportent un risque intrinsèque pour la santé et la sécurité des employés et du public. Une blessure ou une perte de vie pourrait découler de l'incapacité à mettre en œuvre ou à respecter des procédures appropriées en matière de santé et de sécurité et avoir des répercussions sur les activités, la réputation ou la situation financière, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. De plus, le non-respect des règlements en matière de santé et de sécurité pourrait entraîner des amendes, des pénalités, des atteintes à la réputation, des litiges, une hausse des coûts liés aux investissements et à l'exploitation ou l'issue défavorable de questions réglementaires.

Conjoncture politique

La conjoncture politique, aux niveaux local, national ou mondial, peut avoir une incidence sur les lois en matière d'énergie, les politiques gouvernementales en matière d'énergie, l'indépendance des organismes de réglementation et les décisions réglementaires. Par exemple, les pressions ou interventions politiques visant à répondre aux préoccupations relatives aux prix de l'énergie et à l'abordabilité pour la clientèle pourraient avoir une incidence sur les décisions réglementaires, ainsi que sur la période au cours de laquelle les entreprises de services publics de la Société recouvrent les coûts autorisés. En outre, la Société pourrait être touchée de manière défavorable si certaines de ses entreprises de services publics étaient municipalisées ou assujetties à d'autres actions gouvernementales connexes.

L'entreprise est également exposée aux risques liés à l'incertitude géopolitique. La fragmentation mondiale et l'incertitude politique et économique, notamment en ce qui concerne l'évolution des politiques commerciales et énergétiques, pourraient entraîner une hausse des prix des produits de base, avoir une incidence sur la disponibilité et le coût de l'énergie ou, de façon générale, sur la conjoncture économique mondiale, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative (se reporter aux rubriques « Réglementation en matière d'environnement » ci-dessous et « Conjoncture économique générale » à la page 32).

Développement de technologies et de l'IA

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. De plus, les progrès en matière d'IA et d'IA générative pourraient perturber nos activités et, si nous ne sommes pas en mesure d'acquiescer, de développer, de mettre en œuvre ou d'adopter de nouvelles technologies, nous placer dans une situation désavantageuse sur le plan concurrentiel, ce qui pourrait également avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation, notre situation financière et nos liquidités.

De plus, la mise en œuvre de nouveaux systèmes de technologie de l'information et de technologies émergentes, comme l'infonuagique, l'IA et l'IA générative, au sein de l'entreprise, y compris ceux qui ont une incidence sur les activités des entreprises de services publics, les systèmes de facturation des clients et la surveillance des menaces liées à la cybersécurité, comporte le risque que ces technologies ou systèmes ne fonctionnent pas comme prévu. L'incapacité à entretenir, à mettre à niveau, à remplacer ou à mettre en œuvre de façon appropriée ces nouveaux systèmes ou technologies pourrait poser un risque accru d'incident lié à la cybersécurité et avoir une incidence défavorable sur l'efficacité opérationnelle, les produits ou la réputation (se reporter à la rubrique « Cybersécurité et technologies de l'information et de l'exploitation » à la page 28).

Réglementation en matière d'environnement

Les activités de la Société sont assujetties à des lois et règlements en matière d'environnement, y compris ceux qui concernent les émissions dans l'air, les rejets dans l'eau ou le sol, l'utilisation de l'eau et l'élimination et le confinement des déchets dangereux, de même qu'à des enquêtes et à des remises en état en cas de contamination, entre autres.

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.

Le défaut de se conformer aux lois et aux règlements en matière d'environnement, ou d'obtenir ou de respecter les permis en matière d'environnement nécessaires en vertu de ces lois et règlements, pourrait entraîner des injonctions, des amendes ou d'autres pénalités. De plus, 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 connexes, peuvent survenir 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 et règlements en matière d'environnement applicables ou de tout acte ou omission de la part de l'entreprise. Ces responsabilités 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 ou par des mécanismes réglementaires, ces coûts pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Les lois et les règlements en matière d'environnement continuent d'évoluer et pourraient se traduire par des charges supplémentaires importantes. En raison des modifications qui sont apportées aux lois, aux règlements et aux directives des échelons fédéral, étatiques et provincial en matière de GES, la gestion des émissions de GES et les exigences connexes en matière de décarbonation sont étroitement surveillées. On s'attend à ce que la réglementation devienne plus imposante et que le rythme des changements réglementaires visant à assurer la fiabilité, la résilience, la planification des ressources et la sécurité s'accélère. Les lois futures 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. 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 (se reporter à la rubrique « Changements climatiques » à la page 28).

Caractère concurrentiel du gaz naturel

Environ 20 % des produits de la Société sont tirés de la livraison de gaz naturel. En Colombie-Britannique, d'où proviennent environ 80 % des produits tirés du gaz naturel de la Société, le gaz naturel entre principalement en concurrence avec l'électricité pour les besoins en chauffage des locaux et de l'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 devenait moins concurrentiel en raison des prix ou d'autres facteurs, comme des politiques gouvernementales ou la perception du public à l'égard du gaz naturel ou de son intensité carbonique par rapport à d'autres sources d'énergie, la capacité de la Société de gagner de nouveaux clients pourrait être entravée. Les clients existants pourraient également réduire leur consommation ou passer à l'électricité, ce qui exercerait une pression supplémentaire sur les tarifs et, à l'extrême, pourrait ultimement se traduire par une incapacité à transférer les coûts engagés par une entreprise de services publics dans les tarifs facturés aux clients.

Il existe aussi d'autres enjeux concurrentiels qui se répercutent sur le choix du gaz naturel parmi les nouvelles offres rattachées aux habitations, tels que l'intensité carbonique de la source d'énergie et le type de logements construits. Dans le cadre de leurs propres plans de politiques sur les changements climatiques, les gouvernements locaux peuvent utiliser divers outils à leur disposition, tels que les contrats de franchise, les permis, les codes de construction et les règlements de zonage, pour imposer des limites relatives aux 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.

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.

Variabilité des conditions climatiques et des saisons

La consommation d'électricité varie considérablement en fonction des changements saisonniers des conditions climatiques, qui sont touchés et pourraient continuer d'être touchés par les changements climatiques (se reporter à la rubrique « Changements climatiques » à la page 28). Les étés frais peuvent réduire l'utilisation des appareils de conditionnement de l'air et d'autres appareils de climatisation, tandis que les hivers plus chauds et moins rigoureux peuvent entraîner une baisse de la demande pour le chauffage. À l'inverse, les conditions climatiques difficiles peuvent entraîner une hausse 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 également 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. 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'absence ou l'abandon des principaux mécanismes réglementaires pourrait entraîner des variations liées aux conditions climatiques importantes et prolongées par rapport aux normes saisonnières, ce qui aurait une incidence défavorable significative.

Approbations 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, de consultations et d'autres approbations de divers ordres de gouvernement, d'autorités de réglementation, d'organismes gouvernementaux ou d'autres tiers. Rien ne garantit : i) que ces approbations 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 of 2005 prévoit un cadre réglementaire qui exige des propriétaires, exploitants et utilisateurs du réseau de transport d'électricité de gros aux États-Unis qu'ils se conforment 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 et en Alberta. 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, notamment en raison de 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. Certains actifs des entreprises de services publics sont également situés sur des terres autochtones et autres territoires en vertu de droits de passage ou d'autres droits fonciers. Divers processus de négociation de traité et procédures judiciaires auxquels participent les peuples autochtones et portant sur un droit foncier connexe sont en cours, mais les motifs éventuels pouvant mener à un règlement et à des décisions définitives ne sont pas clairs, et ce ne sont pas tous les peuples autochtones qui participent à ces processus ou procédures. L'incapacité à conserver des droits fonciers, à renouveler ces droits fonciers, ou à obtenir des droits fonciers de remplacement pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Certains actifs de distribution de FortisAlberta sont situés sur des terres appartenant à des peuples autochtones. La localisation de ces actifs sur ces terres est assujettie à un processus de délivrance de permis et à l'obtention des approbations du conseil de bande des peuples autochtones concernés et de Services aux Autochtones Canada. L'incapacité à obtenir ces approbations ou ces permis d'accès pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Certaines installations détenues conjointement et certaines parties des lignes de transport de TEP sont situées sur des terres tribales et font l'objet de contrats de location, de servitudes foncières et d'autres droits de passage qui sont en vigueur pour des périodes déterminées. L'incapacité de recevoir les approbations futures pour un accès continu aux installations et aux terrains 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.

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, y compris les nouveaux tarifs ou les tarifs révisés, pourraient entraîner une baisse de la demande d'énergie et des ventes et une diminution des dépenses d'investissement, particulièrement si les clients et la croissance de la base tarifaire sont touchés. Un repli marqué et prolongé de la situation économique pourrait nuire à la capacité de la clientèle à payer ses factures en temps opportun. Chacun de ces facteurs pourrait entraîner une dépréciation du goodwill ou d'autres actifs à long terme, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. De plus, l'incidence de facteurs macroéconomiques ou de perturbations sociales pourrait restreindre ou perturber les activités commerciales, entraîner une détérioration de la conjoncture économique ou encore accroître la volatilité des marchés des capitaux propres, ce qui pourrait avoir une incidence sur les activités et la situation financière de la Société ou avoir une incidence défavorable sur le cours de l'action de la Société. Ces facteurs peuvent comprendre, sans s'y limiter, les relations internationales ainsi que l'incertitude et les conflits géopolitiques ou l'émergence d'une pandémie ou d'une autre crise sanitaire.

Volatilité des prix des produits de base

Les coûts de l'électricité et du gaz achetés 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 autorités 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; et ii) de stratégies de gestion du risque liées au prix approuvées par les autorités de réglementation, comme l'utilisation de contrats dérivés qui fixent efficacement les coûts (se reporter à la rubrique « Instruments financiers – Dérivés » à la page 40).

Rien ne garantit que les mécanismes ou stratégies actuellement approuvés par les autorités 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Approvisionnement en énergie

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 et du gaz achetés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. Le coût et la disponibilité de l'électricité et du gaz achetés pourraient subir l'incidence défavorable des facteurs mentionnés aux rubriques « Changements climatiques » à la page 28, « Réglementation en matière d'environnement » à la page 30 et « Volatilité des prix des produits de base » ci-dessus.

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 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, laquelle est établie 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.

Central Hudson a enregistré une hausse des débiteurs à la suite de la suspension des activités de recouvrement initialement requises en raison de la pandémie de COVID-19. Central Hudson continue de collaborer avec les clients au sujet des soldes impayés, et les activités de recouvrement continuent de s'intensifier. En vertu de son cadre réglementaire, Central Hudson peut différer les radiations de créances non recouvrables qui excèdent les montants qui seront recouverts à même les tarifs facturés aux clients.

ITC, UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy et Fortis sont exposées à un risque de crédit découlant du risque de défaut des contreparties à leurs contrats 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, Central Hudson et FortisBC Energy ont conclu certaines ententes contractuelles exigeant des contreparties qu'elles fournissent des garanties.

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

Dépendance envers la chaîne d'approvisionnement et des tiers

Les perturbations de la chaîne d'approvisionnement à l'échelle nationale et mondiale, qu'elles découlent de problèmes physiques ou géopolitiques ou de cyberattaques, pourraient retarder la livraison ou entraîner des pénuries de certains matériaux, pièces d'équipement et autres ressources qui sont essentiels au fonctionnement des entreprises de services publics de la Société et pourraient avoir une incidence sur la prestation des services et la réalisation des activités des entreprises de services publics de la Société. L'incapacité à éliminer ou à gérer les contraintes dans la chaîne d'approvisionnement ou à assurer son fonctionnement pourrait avoir une incidence sur la disponibilité des éléments et des services nécessaires pour soutenir les activités ainsi que des matériaux requis pour assurer la croissance continue de l'infrastructure, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative. Les incidents liés à la cybersécurité survenant dans la chaîne d'approvisionnement de la Société ou les cyberattaques émanant de la chaîne d'approvisionnement de la Société pourraient en outre entraîner la perturbation des services énergétiques et des autres activités commerciales, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

Taux d'intérêt

En général, le cours du marché des actions ordinaires de la Société est inversement corrélé 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 baisses de taux d'intérêt pourrait donner lieu à une réduction des RCP autorisés au fil du temps. Bien qu'une hausse des taux d'intérêt puisse se traduire par une hausse du RCP autorisé, il y a souvent un décalage relativement à ces variations du RCP en raison des échéanciers réglementaires. 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. Bien que les charges d'intérêt des entreprises de services publics réglementés soient généralement recouvrées à même les tarifs facturés aux clients, l'abandon des mécanismes réglementaires qui permettent le transfert des charges d'intérêts réelles, l'incidence du décalage attribuable à la réglementation à UNS Energy et la hausse des charges financières sur la dette de la société de portefeuille pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Risque de change

Au 31 décembre 2025, 67 % des actifs de la Société étaient situés à l'extérieur du Canada. En outre, 62 % des produits de 2025 proviennent d'établissements à l'étranger. La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson et de Caribbean Utilities est le 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 entre le dollar américain et le dollar canadien. Le programme d'investissement sur cinq ans de 28,8 milliards de dollars de la Société pour la période allant de 2026 à 2030 tient également compte de l'exposition au risque de change.

Fortis réduit son exposition au dollar américain au moyen de la couverture. La Société a émis des titres d'emprunt à long terme libellés en dollars américains et les a désignés à titre de couverture efficace des investissements nets dans des établissements à l'étranger. Fortis a également conclu des contrats de change et des swaps de devises pour gérer une partie de son exposition au risque de change.

Comme le bénéfice et les flux de trésorerie ne sont que partiellement couverts, ils continuent de subir l'incidence des fluctuations du taux de change. De plus, rien ne garantit que les stratégies de couverture existantes demeureront efficaces et, par conséquent, une baisse importante et prolongée du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourrait avoir une incidence défavorable significative.

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, la situation financière et les notations de Fortis et de ses filiales, le contexte de réglementation, dont les décisions relatives à la structure du capital et au RCP autorisé, la situation des marchés financiers et la conjoncture économique générale. 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.

Fortis est une société de portefeuille et, à ce titre, n'exerce aucune activité génératrice de produits. Les filiales de la Société sont des entités juridiques distinctes et n'ont aucune obligation indépendante de verser des dividendes à Fortis. Avant de verser des dividendes à la Société, les filiales ont des obligations financières qui doivent être respectées, y compris, notamment, leurs charges d'exploitation et leurs obligations envers les créanciers. En outre, les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues de maintenir un ratio minimum des capitaux propres par rapport au capital total qui peut limiter leur capacité de verser des dividendes à la Société ou peut obliger la Société à faire un apport de capital à ces filiales. L'adoption future de lois ou de règlements peut interdire ou limiter davantage la capacité des filiales de la Société de verser des dividendes ou de rembourser la dette intersociétés. De plus, en cas de liquidation ou de restructuration d'une filiale, les droits de la Société à participer au partage des actifs seront assujettis aux réclamations prioritaires des créanciers de la filiale. Par conséquent, la capacité de la Société de générer des flux de trésorerie pour assurer le service de sa dette et verser des dividendes dépend de la capacité de ses filiales à générer un bénéfice et des flux de trésorerie durables et de verser des dividendes et rembourser leurs emprunts.

Rien ne garantit que des capitaux suffisants continueront d'être disponibles à des conditions acceptables, et l'incapacité à avoir accès à des capitaux à un coût économique pourrait avoir une incidence défavorable significative. Pour obtenir plus d'information, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » à la page 16.

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 des lois fiscales qui pourraient avoir une incidence défavorable significative. En ce qui concerne la société de portefeuille, 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. 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.

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. La disponibilité et le coût de certains types d'assurance pourraient subir l'incidence défavorable des risques décrits à la rubrique « Changements climatiques » à la page 28.

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, ce qui s'applique aussi à la dotation des postes stratégiques. 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 ou à pourvoir des postes stratégiques au sein de la Société ou de ses entreprises de services publics 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 autorités de réglementation ne permettraient pas de recouvrer entièrement dans les tarifs facturés aux clients et avoir une incidence défavorable significative.

Obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Fortis et la plupart de ses filiales offrent différents RPD et/ou 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. Des mécanismes de report réglementaires sont en vigueur au sein de plusieurs entreprises de services publics de la Société, lesquels permettent le transfert dans les tarifs facturés aux clients de certaines incidences associées aux fluctuations du marché. Des perturbations marquées et prolongées sur les marchés, des baisses importantes de la valeur de marché des placements détenus pour satisfaire les obligations du régime, des variations du taux d'actualisation, le profil démographique des participants, des modifications des lois et des règlements, ainsi que des changements dans le traitement réglementaire des coûts liés aux avantages postérieurs au départ à la retraite, pourraient se traduire par une augmentation des charges des régimes ou nécessiter un financement additionnel des régimes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante.

Réputation, relations et activisme des parties prenantes

Rien ne garantit que les processus, contrôles ou audits internes, y compris ceux qui se rapportent à la préparation et à la présentation des états financiers, permettront d'assurer la conformité avec les politiques internes de la Société, y compris son code de conduite, ou avec les lois anticorruptions. Les employés, les sociétés affiliées, les entrepreneurs indépendants ou les mandataires peuvent enfreindre ces politiques et ces lois, ce qui pourrait nuire à notre réputation, en plus de nous exposer à des amendes, pénalités ou litiges potentiels, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative.

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. Se reporter aux rubriques « Approbations nécessaires » à la page 32 et « Revendications territoriales de la part des peuples autochtones » à la page 32.

Des parties prenantes externes se sont opposées aux sociétés en ce qui a trait à la stratégie, à la gouvernance, aux changements climatiques, au développement durable, à la diversité, aux rendements (dont le RCP et le RAB), 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.

Actions en justice, procédures administratives et autres procédures

Des actions en justice et procédures administratives et autres procédures 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 autorités 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

Nouvelles méthodes comptables

Impôt sur le résultat : La Société a adopté l'ASU n° 2023-09, Improvements to Income Tax Disclosures, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2025. Cette mise à jour exige la présentation d'informations supplémentaires relativement à l'impôt sur le résultat en fonction du territoire afin de refléter l'exposition d'une entité aux changements éventuels de la législation fiscale, ainsi que les risques et occasions connexes. L'ASU a été appliquée sur une base rétrospective, et les informations à jour sont incluses dans les états financiers annuels de 2025.

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

Ventilation des charges : L'ASU n° 2024-03, Disaggregation of Income Statement Expenses, entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2028 de Fortis, sur une base prospective; l'application rétrospective et l'adoption anticipée sont permises. L'ASU exige la présentation d'informations détaillées sur certaines catégories de charges comprises dans les états consolidés du résultat net, notamment les coûts de l'approvisionnement énergétique, les charges d'exploitation et la dotation aux amortissements. Fortis évalue à l'heure actuelle l'incidence de ce changement sur ses informations à fournir.

Logiciels à usage interne : L'ASU n° 2025-06, Targeted Improvements to the Accounting for Internal-Use Software, entrera en vigueur pour Fortis le 1^{er} janvier 2028. L'ASU peut être adoptée sur une base prospective ou rétrospective ou selon une méthode transitoire modifiée; l'adoption anticipée est permise. L'ASU supprime les références aux étapes de développement et exige l'inscription à l'actif des coûts des logiciels lorsque le financement est autorisé et que l'achèvement du projet est considéré comme probable, notamment à la suite d'une évaluation pour déterminer s'il existe des incertitudes importantes en ce qui concerne le développement. La directive précise également que tous les coûts des logiciels à usage interne inscrits à l'actif doivent respecter les exigences liées aux informations à fournir prévues dans le Subtopic 360-10, Property, Plant and Equipment. Fortis évalue l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés et ses informations à fournir.

Estimations comptables critiques

Généralités

La préparation des états financiers annuels de 2025 exige que la direction fasse des estimations et pose des jugements qui influent sur les montants comptabilisés 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 différer de façon importante de ces estimations.

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2025, Fortis avait comptabilisé des actifs réglementaires de 5,0 milliards de dollars (2024 – 4,6 milliards de dollars) et des passifs réglementaires de 4,3 milliards de dollars (2024 – 4,3 milliards de dollars).

Les actifs réglementaires correspondent aux produits futurs et aux débiteurs liés à certains coûts engagés qui seront ou qui devraient être recouvrés 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 de dollars, sauf indication contraire)

	RPD		Régimes d'AAPE	
	2025	2024	2025	2024
Situation de capitalisation ¹				
Obligation au titre des prestations ²	(3 495)	(3 440)	(589)	(603)
Actifs des régimes	3 744	3 613	531	506
	249	173	(58)	(97)
Coût net des prestations ²	11	11	(1)	12
Hypothèses principales (en % moyen pondéré) :				
Taux d'actualisation aux 31 décembre ³	5,24	5,25	5,36	5,43
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ⁴	6,29	6,51	5,80	6,05
Taux de croissance de la rémunération	3,39	3,52	—	—
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé ⁵	—	—	4,40	4,53

1. Les évaluations actuarielles périodiques permettent de déterminer les cotisations de capitalisation pour les RPD et les régimes d'AAPE américains, tandis que les régimes d'AAPE canadiens ne sont pas capitalisés.
2. 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.
3. 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. Le taux d'actualisation utilisé au cours de l'exercice relativement aux RPD et aux régimes d'AAPE est de 5,25 % (2024 – 4,84 %) et de 5,43 % (2024 – 4,96 %), respectivement.
4. 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.
5. Établi au moyen de calculs actuariels, le taux projeté pour 2026 est de 6,60 % et devrait diminuer au cours des 10 prochaines années pour s'établir à 4,40 % en 2035 et demeurer à ce niveau par la suite.

Analyse de sensibilité	Taux de rendement		Taux d'actualisation		Taux tendanciel du coût des soins de santé	
	Variation de 1 %		Variation de 1 %		Variation de 1 %	
	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
Exercice clos le 31 décembre 2025						
(en millions de dollars)						
RPD :						
Coût net des prestations	(35)	29	(26)	45	s.o.	s.o.
Obligation au titre des prestations projetées	4	(77)	(378)	468	s.o.	s.o.
Régimes d'AAPE :						
Coût net des prestations	(5)	5	(7)	9	13	(11)
Obligation au titre des prestations constituées	—	—	(67)	83	62	(51)

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.

ITC, Central Hudson, FortisBC Energy, FortisBC Electric et Newfoundland Power disposent de mécanismes approuvés par les autorités de réglementation pour reporter les écarts entre le coût net des régimes de retraite réel et le coût net des régimes de retraite prévu 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 2025, Fortis avait comptabilisé des immobilisations corporelles et incorporelles de 52,6 milliards de dollars (2024 – 51,1 milliards de dollars), soit 70 % du total des actifs (2024 – 70 %). Le montant des amortissements de ces immobilisations a totalisé 2,0 milliards de dollars en 2025 (2024 – 1,8 milliard de dollars).

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 2025, ce passif réglementaire s'établissait à 1,9 milliard de dollars (2024 – 1,7 milliard de dollars).

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 recouvrés auprès des clients ou remboursés à ces derniers à même les tarifs qui leur sont facturés, de la manière prévue par l'autorité de réglementation.

Dépréciation du goodwill

Au 31 décembre 2025, Fortis avait comptabilisé un goodwill de 12,5 milliards de dollars (2024 – 13,1 milliards de dollars), ce qui représente 17 % du total de l'actif (2024 – 18 %). La diminution du goodwill est attribuable à la baisse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien au 31 décembre 2025 par rapport au 31 décembre 2024, ainsi qu'à l'incidence connexe sur la conversion du goodwill libellé en dollars américains. Le goodwill a également diminué de 50 millions de dollars en 2025 en raison de la cession de FortisTCL.

Le goodwill de chaque unité 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 de chaque unité d'exploitation, et s'il est déterminé qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une évaluation quantitative est effectuée. Lorsqu'une évaluation quantitative est effectuée, 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 également employée et comprend la comparaison du multiple de la juste valeur estimative de chaque unité d'exploitation avec celui des services publics comparables.

La comptabilisation de pertes de valeur pourrait avoir une incidence défavorable significative. Ces pertes ne peuvent pas être recouvrées à même les tarifs des entreprises de services publics réglementés. Dans la mesure où une perte de valeur entraîne un non-respect des clauses restrictives de la dette ou 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.

Impôt sur le résultat

Au 31 décembre 2025, les passifs d'impôt différé, l'impôt différé inclus dans les actifs réglementaires, l'impôt à payer et l'impôt différé inclus dans les passifs réglementaires totalisaient 5,3 milliards de dollars, 2,4 milliards de dollars, 24 millions de dollars et 1,3 milliard de dollars, respectivement (2024 – 5,0 milliards de dollars, 2,2 milliards de dollars, 33 millions de dollars et 1,3 milliard de dollars, respectivement). La charge d'impôt s'est chiffrée à 393 millions de dollars en 2025 (2024 – 346 millions de dollars).

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.

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. Un actif ou un passif d'impôt différé est calculé pour chaque différence temporaire selon les taux d'imposition en vigueur et les lois qui seront en vigueur lorsque les différences temporaires devraient se résorber ou être réglées. 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 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. 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 autorités 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 2020 à 2025 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2021 à 2025, dans les territoires des États-Unis. L'incidence de ces contrôles de la conformité fiscale sur la Société pourrait être significative (se reporter à la rubrique « Risques d'affaires – Imposition » à la page 35).

Dérivés

La juste valeur des dérivés est fondée sur des estimations qui ne peuvent pas être établies avec précision du fait qu'elles comportent des incertitudes et des questions de jugement et qui, par conséquent, pourraient s'avérer peu fiables 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 – Actions en justice, procédures administratives et autres procédures » à la page 36, pour lesquels aucun montant n'a été comptabilisé en raison du fait qu'actuellement, leur issue ne peut pas être déterminée de façon raisonnable.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Dettes à long terme et autres

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 34,1 milliards de dollars (2024 – 33,4 milliards de dollars), comparativement à une juste valeur estimative de 32,3 milliards de dollars (2024 – 31,3 milliards de dollars).

La valeur comptable consolidée des instruments financiers restants 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, tel qu'il est permis par les autorités de réglementation. Au 31 décembre 2025, des pertes latentes de 135 millions de dollars (2024 – 175 millions de dollars) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 37 millions de dollars (2024 – 41 millions de dollars) 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. Les profits et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2025, des profits de 39 millions de dollars (2024 – 48 millions de dollars) 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 et/ou en actions futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 136 millions de dollars et des durées d'au plus trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2028. 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 2025, des profits latents de 24 millions de dollars (2024 – 12 millions de dollars) 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 septembre 2027 et ont une valeur nominale combinée de 448 millions de dollars américains. 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 2025, des profits latents de 17 millions de dollars (2024 – pertes latentes de 17 millions de dollars) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Contrats de taux d'intérêt

ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt d'une durée de cinq ans dont la valeur nominale combinée totalise 755 millions de dollars américains, lesquels seront utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié aux émissions de titres d'emprunt prévues. La juste valeur est évaluée au moyen d'une méthode d'actualisation des flux de trésorerie fondée sur le taux SOFR. Les profits et les pertes latents liés aux variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur la durée de la dette. En 2025, des pertes latentes de 5 millions de dollars américains (2024 – profits latents de 4 millions de dollars américains) ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Swaps de devises et de taux d'intérêt

La Société détient des swaps de devises et de taux d'intérêt, qui arrivent à échéance en 2029, afin de convertir efficacement ses billets de premier rang non garantis à 4,43 % d'un montant de 500 millions de dollars en une dette d'un montant de 391 millions de dollars américains portant intérêt au taux de 4,34 %. La Société a désigné ce montant notionnel de la dette libellée en dollars américains à titre de couverture efficace de ses investissements nets dans des établissements à l'étranger, et les profits et les pertes latents découlant des variations des taux de change sur le montant notionnel de la dette libellée en dollars américains sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et reflètent l'écart de conversion lié aux investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les autres variations de la juste valeur des swaps sont également comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, mais elles sont exclues de l'évaluation de l'efficacité de la couverture. La juste valeur est évaluée au moyen d'une méthode d'actualisation des flux de trésorerie fondée sur le taux SOFR. En 2025, des profits latents de 9 millions de dollars (2024 – pertes latentes de 29 millions de dollars) ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Évaluation de la juste valeur

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

(en millions de dollars)

	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
Au 31 décembre 2025				
Actifs²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	51	—	51
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	4	—	4
Swaps sur rendement total et contrats de change	—	37	—	37
Autres placements	190	—	—	190
	190	92	—	282
Passifs³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	(149)	—	(149)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	(2)	—	(2)
Contrats de taux d'intérêt et swaps de devises et de taux d'intérêt	—	(23)	—	(23)
	—	(174)	—	(174)
Au 31 décembre 2024				
Actifs²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	63	—	63
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	7	—	7
Swaps sur rendement total et contrats de taux d'intérêt	—	16	—	16
Autres placements	150	—	—	150
	150	86	—	236
Passifs³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	(197)	—	(197)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	(2)	—	(2)
Contrats de change et swaps de devises et de taux d'intérêt	—	(45)	—	(45)
	—	(244)	—	(244)

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 dans le poste Trésorerie et équivalents de trésorerie, dans le poste Débiteurs et autres actifs courants ou dans le poste Autres actifs.

3. Inclus dans le poste Créditeurs et autres passifs courants ou dans le poste Autres passifs.

Volumes des dérivés

Aux 31 décembre	2025	2024
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	890	774
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	395	430
Swaps sur gaz (en PJ)	183	236
Contrats d'approvisionnement en gaz (en PJ)	147	105
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 430	1 499
Swaps sur gaz (en PJ)	2	3

1. Les contrats d'énergie seront réglés à diverses dates jusqu'en 2030.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	2023
Produits	12 170	11 508	11 517
Bénéfice net	1 961	1 828	1 710
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 714	1 606	1 506
BPA (en \$) :			
De base	3,40	3,24	3,10
Dilué	3,40	3,24	3,10
Total de l'actif	74 830	73 486	65 920
Dettes à long terme (excluant la tranche courante)	30 723	31 224	27 235
Dividendes déclarés (en \$) :			
Par action ordinaire	2,51	2,41	2,31
Par action privilégiée de premier rang :			
Série F	1,2250	1,2250	1,2250
Série G ¹	1,5308	1,5308	1,3145
Série H ²	0,8990	0,4588	0,4588
Série I ³	1,0277	1,4902	1,5619
Série J	1,1875	1,1875	1,1875
Série K ⁴	1,3673	1,3673	0,9823
Série M ⁵	1,3733	1,0770	0,9783

1. Le dividende annuel par action a été rajusté pour passer à 1,5308 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} septembre 2023 au 1^{er} septembre 2028, exclusivement.
2. Le dividende annuel par action a été rajusté pour passer à 1,0458 \$ pour la période de cinq ans allant du 1^{er} juin 2025 au 1^{er} juin 2030, exclusivement.
3. 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.
4. Le dividende annuel par action a été rajusté, passant de 0,9823 \$ à 1,3673 \$, pour la période de cinq ans allant du 1^{er} mars 2024 au 1^{er} mars 2029, exclusivement.
5. Le dividende annuel par action a été rajusté, passant de 0,9783 \$ à 1,3733 \$, pour la période de cinq ans allant du 1^{er} décembre 2024 au 1^{er} décembre 2029, exclusivement.

2025/2024

Pour une analyse des variations des produits, 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 de la performance » à la page 2, « Résultats d'exploitation » à la page 7 et « Situation financière » à la page 15.

2024/2023

La diminution des produits s'explique par une moins grande proportion du coût des produits de base transféré dans les tarifs facturés aux clients en ce qui concerne FortisBC Energy et Central Hudson. La diminution est également attribuable à une réduction du RCP de base de MISO en ce qui a trait à ITC, approuvée par la FERC en octobre 2024, et s'appliquant de façon rétroactive à des périodes antérieures, ainsi qu'à une baisse des produits tirés des ventes en gros à court terme d'UNS Energy. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la croissance de la base tarifaire et par les nouveaux tarifs pour les clients de TEP et de Central Hudson, entrés en vigueur le 1^{er} septembre 2023 et le 1^{er} juillet 2024, respectivement, ainsi que par la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 100 millions de dollars par rapport à 2023. Cette augmentation est attribuable aux éléments suivants : i) une croissance de la base tarifaire; ii) une hausse du bénéfice en Arizona, qui s'explique surtout par les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023 et par la hausse des crédits d'impôt à la production; iii) les nouveaux tarifs facturés aux clients, incluant l'augmentation du RCP autorisé à Central Hudson avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024; et iv) un ajustement défavorable de l'impôt différé comptabilisé par ITC en 2023. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges financières de la société de portefeuille, par les pertes latentes sur les contrats dérivés et par le profit de 10 millions de dollars réalisé à la cession d'Aitken Creek en 2023. La comptabilisation, en 2024, d'une obligation de remboursement pour ITC, relativement à la réduction du RCP de base de MISO approuvée par la FERC, qui reflète en grande partie l'incidence rétroactive sur des périodes antérieures, a également eu une incidence défavorable sur le bénéfice.

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

L'augmentation du total de l'actif est principalement attribuable : i) aux dépenses d'investissement en 2024; ii) à la conversion d'actifs libellés en dollars américains à un taux de change plus élevé entre le dollar américain et le dollar canadien; et iii) à une augmentation des autres actifs, principalement en raison de la hausse des actifs au titre des avantages du personnel futurs attribuable à l'augmentation des taux d'actualisation sur les passifs du régime et aux rendements des placements en ce qui concerne les RPD et les régimes d'AAPE. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par une diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie liée au calendrier d'une émission de titres d'emprunt ayant trait à ITC en 2023.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Ventes

(en GWh, sauf indication contraire)

	2025	2024	Écart
Entreprises de services publics réglementés			
UNS Energy			
Électricité au détail	2 278	2 348	(70)
Électricité en gros	1 521	1 295	226
Gaz naturel (en PJ)	4	5	(1)
Central Hudson			
Électricité	1 218	1 187	31
Gaz naturel (en PJ)	9	6	3
FortisBC Energy (en PJ)	65	67	(2)
FortisAlberta	4 507	4 428	79
FortisBC Electric	914	916	(2)
Autres entreprises d'électricité	2 515	2 533	(18)
Activités non réglementées			
Siège social et autres	13	80	(67)

Les entreprises de services publics ayant enregistré des hausses importantes des ventes d'électricité au quatrième trimestre comprennent : i) UNS Energy, en raison de l'augmentation des ventes en gros à court terme attribuable aux conditions du marché favorables, contrebalancée en partie par la baisse des ventes au détail d'électricité tenant aux températures plus douces; ii) FortisAlberta, en raison de la hausse de la consommation moyenne des clients industriels tenant à l'accroissement des activités dans le secteur de l'énergie; et iii) Central Hudson, en raison de la hausse de la consommation moyenne des clients résidentiels tenant aux températures plus froides. La baisse des ventes dans le secteur Autres entreprises d'électricité et le secteur Siège social et autres reflète l'incidence des cessions de FortisTCL et de Fortis Belize.

Les ventes de gaz par les entreprises de services publics pour le quatrième trimestre sont demeurées essentiellement stables par rapport à celles enregistrées au quatrième trimestre de 2024.

Produits et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Produits			Bénéfice		
	2025	2024	Écart	2025	2024	Écart
Entreprises de services publics réglementés						
ITC	625	567	58	150	127	23
UNS Energy	646	659	(13)	43	52	(9)
Central Hudson	412	356	56	70	66	4
FortisBC Energy	576	522	54	134	120	14
FortisAlberta	208	207	1	50	42	8
FortisBC Electric	145	149	(4)	18	18	—
Autres entreprises d'électricité	465	479	(14)	38	52	(14)
Entreprises de services publics non réglementés						
Siège social et autres	2	10	(8)	(81)	(81)	—
Total	3 079	2 949	130	422	396	26
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)				506,4	498,2	8,2
BPA de base (en \$)				0,83	0,79	0,04

La hausse des produits est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) la croissance de la base tarifaire; ii) l'augmentation des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients; et iii) l'incidence rétroactive d'une réduction du RCP de base de MISO en ce qui a trait à ITC, approuvée par la FERC en 2024, tel qu'il est décrit ci-après. La hausse a été partiellement contrebalancée par les cessions de FortisTCl et de Fortis Belize.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 26 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2024. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour le quatrième trimestre de 2025 a subi l'incidence défavorable d'une perte de 31 millions de dollars à la cession de Fortis Belize et de Belize Electricity en octobre 2025. En outre, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour le quatrième trimestre de 2024 a subi l'incidence rétroactive défavorable de 20 millions de dollars de la réduction du RCP de base de MISO, approuvée par la FERC, en ce qui a trait à ITC.

Compte non tenu des éléments susmentionnés, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 37 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2024. Cette augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble des entreprises de services publics, incluant la PFUPC liée aux projets d'investissement majeurs. L'augmentation du bénéfice est également attribuable : i) aux profits latents sur les contrats dérivés; ii) au calendrier des charges d'exploitation en ce qui concerne FortisAlberta; et iii) à l'incidence favorable du change, tel qu'il est décrit ci-après. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la hausse des coûts liée à la croissance de la base tarifaire, qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients, par la baisse des ventes au détail d'électricité attribuable aux températures plus douces en ce qui concerne UNS Energy, et par la hausse des coûts liés à la rémunération fondée sur des actions et des charges financières de la société de portefeuille. La baisse de l'apport au bénéfice de FortisTCl et de Belize attribuable à leur cession, déduction faite des économies de charges financières liées au produit, a aussi eu une incidence négative sur les résultats du quatrième trimestre.

La variation favorable du bénéfice lié au change reflète essentiellement les pertes de change comptabilisées au quatrième trimestre de 2024, en raison de l'appréciation importante du dollar américain par rapport au dollar canadien au cours de ce trimestre et de la réévaluation connexe des passifs à court terme libellés en dollars américains.

L'augmentation du BPA de base reflète la hausse du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, comme il est mentionné précédemment, contrebalancée en partie par une augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, surtout liée au RRD de la Société.

Flux de trésorerie

(en millions de dollars)	2025	2024	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	389	896	(507)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	1 018	962	56
Activités d'investissement	(1 341)	(1 796)	455
Activités de financement	305	125	180
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(4)	33	(37)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	367	220	147

Activités d'exploitation

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est attribuable à la hausse du bénéfice en trésorerie, reflétant la croissance de la base tarifaire, ainsi qu'à la vente de crédits d'impôt à l'investissement en ce qui concerne UNS Energy. Le calendrier des frais de transport en ce qui concerne FortisAlberta a également contribué à la croissance des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par les éléments suivants : i) le calendrier des coûts transférés d'UNS Energy, qui est attribuable à la hausse des recouvrements au titre de la CAAEC en 2024 et, en ce qui concerne FortisBC Energy, au recouvrement de la taxe sur le carbone pour les consommateurs en 2024; et ii) la diminution des dépôts reçus, déduction faite des dépenses engagées, relativement au projet de pipeline Eagle Mountain pour FortisBC Energy.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le quatrième trimestre de 2025 ont diminué de 455 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2024, en raison du produit reçu à la cession de Fortis Belize et de Belize Electricity en octobre 2025, ainsi que de l'augmentation des apports sous forme d'aide à la construction, principalement liée au projet de pipeline d'Eagle Mountain.

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 titres d'emprunt et d'actions ordinaires. Se reporter à la rubrique « Besoins en flux de trésorerie » à la page 16.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le quatrième trimestre de 2025 ont augmenté de 180 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2024. La hausse reflète principalement l'augmentation des emprunts afin de soutenir les dépenses d'investissement.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Trimestres clos les	Produits (en millions de dollars)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)	BPA de base (en \$)	BPA dilué (en \$)
31 décembre 2025	3 079	422	0,83	0,83
30 septembre 2025	2 938	409	0,81	0,81
30 juin 2025	2 815	384	0,76	0,76
31 mars 2025	3 338	499	1,00	1,00
31 décembre 2024	2 949	396	0,79	0,79
30 septembre 2024	2 771	420	0,85	0,85
30 juin 2024	2 670	331	0,67	0,67
31 mars 2024	3 118	459	0,93	0,93

Habituellement, pour chaque année civile, les résultats trimestriels fluctuent en fonction des saisons. Compte tenu de la nature diversifiée des filiales de la Société, le caractère saisonnier varie. Le bénéfice des entreprises de services publics au Canada et dans l'État de New York est habituellement plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de chauffage. Le bénéfice d'UNS Energy 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) l'incidence des conditions du marché, particulièrement en ce qui a trait aux ventes en gros à long terme d'UNS Energy; iv) le calendrier et l'importance des décisions réglementaires; v) les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien; 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 2025/Décembre 2024

Se reporter à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » à la page 43.

Septembre 2025/Septembre 2024

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 11 millions de dollars, et le BPA de base a diminué de 0,04 \$, par rapport au troisième trimestre de 2024. La diminution est attribuable à l'impôt sur le résultat et aux frais de clôture totalisant 32 millions de dollars, qui sont liés à la cession de FortisTCl en septembre 2025. Compte non tenu de l'incidence de la cession, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 21 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble des entreprises de services publics, incluant la PFUPC liée aux projets d'investissement majeurs. La hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien a également contribué à la croissance du bénéfice. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la hausse des coûts liée à la croissance de la base tarifaire, qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients d'UNS Energy, par l'expiration d'un incitatif réglementaire et par la réduction du RCP autorisé en ce qui concerne FortisAlberta, ainsi que par l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

Juin 2025/Juin 2024

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 53 millions de dollars, et le BPA de base a augmenté de 0,09 \$, par rapport au deuxième trimestre de 2024. L'augmentation s'explique par la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble des entreprises de services publics, incluant la PFUPC liée à la participation de FortisBC Energy dans le projet de pipeline d'Eagle Mountain, ainsi que par la hausse du bénéfice de Central Hudson découlant de l'ajustement des coûts et de la hausse du RCP autorisé avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024, et par le calendrier de comptabilisation des coûts d'exploitation en 2025. La hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien a également eu une incidence favorable sur le bénéfice d'un exercice à l'autre. L'augmentation a été contrebalancée en partie par les éléments suivants : i) pour FortisAlberta, le calendrier des coûts d'exploitation, l'expiration d'un incitatif réglementaire à la fin de 2024 et la réduction du RCP autorisé avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2025; et ii) l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

Mars 2025/Mars 2024

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 40 millions de dollars, et le BPA de base a augmenté de 0,07 \$, par rapport au premier trimestre de 2024. L'augmentation est attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble des entreprises de services publics et à la hausse du bénéfice de Central Hudson découlant de l'ajustement des coûts et de la hausse du RCP autorisé, et à la modification des produits trimestriels qui a pris effet le 1^{er} juillet 2024. La hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien a également eu une incidence favorable sur le bénéfice. L'augmentation a été contrebalancée en partie par les éléments suivants : i) la diminution du bénéfice d'UNS Energy attribuable à la baisse des marges sur les ventes en gros et à la hausse des coûts liée à la croissance de la base tarifaire, qui n'est pas encore reflétée dans les tarifs facturés aux clients; ii) la diminution du bénéfice de FortisAlberta attribuable au calendrier des charges d'exploitation, à l'expiration d'un incitatif réglementaire à la fin de 2024 et à la réduction du RCP autorisé avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2025; et iii) l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille. La variation du BPA de base reflète également une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, principalement liée au RRD de la Société.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES ET INTERSOCIÉTÉS

Les transactions entre parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées au montant de la contrepartie convenue par les parties liées. Il n'y a eu aucune transaction entre parties liées significative en 2025 ou en 2024.

Périodiquement, Fortis accorde à ses filiales du financement à court terme aux fins des dépenses d'investissement et des besoins saisonniers en fonds de roulement, dont l'incidence est éliminée à la consolidation. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours aux 31 décembre 2025 et 2024. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels n'étaient pas significatifs en 2025 et en 2024.

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 autorités de réglementation en valeurs mobilières est consignée, traitée, résumée et publiée dans les délais prescrits par les lois canadiennes et américaines sur les valeurs mobilières. Au 31 décembre 2025, 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 2025.

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, 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 2025, 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 2025 le CIIF de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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

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 réglementés, ainsi qu'aux possibilités de croissance dans les territoires qu'elle dessert et à proximité de ceux-ci. Le programme d'investissement sur cinq ans d'un montant de 28,8 milliards de dollars de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 42,4 milliards de dollars en 2025 à 57,9 milliards de dollars d'ici 2030, ce qui représente un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 7,0 %. Fortis prévoit que la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2030.

Au-delà du programme d'investissement sur cinq ans, les occasions de favoriser la croissance comprennent : la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour répondre à la croissance de la demande et faciliter l'interconnexion de nouvelles ressources énergétiques; les investissements dans le transport liés au plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional dans l'État de New York; les investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les investissements dans les infrastructures liées au gaz renouvelable et au GNL en Colombie-Britannique; et les investissements dans des infrastructures énergétiques visant à soutenir l'accélération de la croissance de la demande sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

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 : l'attente selon laquelle Fortis est en bonne position pour profiter des occasions d'investissement futures; les prévisions de croissance annuelle du dividende jusqu'en 2030; les prévisions des dépenses d'investissement pour la période allant de 2026 à 2030; les sources prévues de financement du programme d'investissement, y compris les sources des capitaux propres ordinaires; les prévisions relatives à la base tarifaire de mi-exercice pour 2030 et au taux de croissance annuel composé sur cinq ans de la base tarifaire jusqu'en 2030; les incidences prévues des tendances sectorielles sur les entreprises de services publics et sur les dépenses d'investissement de la Société; l'attente selon laquelle Fortis est bien positionnée pour soutenir la sécurité énergétique, l'adaptation aux changements climatiques et la croissance de la demande dans l'ensemble de la zone de couverture de la Société; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des instances et décisions juridiques et réglementaires; les sources prévues ou éventuelles de financement des charges d'exploitation, des charges d'intérêts et des dépenses 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 de manière raisonnable à des capitaux à long terme et continueront de respecter les clauses restrictives de leur dette; l'emploi prévu du produit des financements par emprunt; l'éventuelle nécessité d'accélérer les apports sous forme de capitaux propres à Wataynikaneyap Power; les attentes à l'égard des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe d'UNS Energy, des obligations potentielles découlant des défauts de la part des participants, et des mécanismes connexes de recouvrement; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts prévus liés au contrat d'approvisionnement en énergie que TEP a conclu avec un client pour soutenir un centre de données qui devrait être situé dans le territoire de service de TEP; la date de mise en service prévue d'un nouveau pipeline dans le territoire de service d'UNS Energy et l'attente selon laquelle TEP et UNS Electric concluront des contrats relatifs à des services de transport de gaz et les engagements d'achat estimatifs connexes; les incidences éventuelles des révisions des tarifs ou des nouveaux tarifs sur les dépenses d'investissement prévues; les prévisions relatives à la base tarifaire de mi-exercice par unité de l'entreprise en 2026 et en 2030; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts de certains projets d'investissement majeurs, y compris le plan de transport sur grande distance de MISO, le projet Big Cedar lié à la croissance de la demande, le projet de transport de TEP, le projet de conversion au gaz naturel de Springerville, le projet de production de gaz de Black Mountain, le projet de transport de Vail-to-Tortolita, le projet de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner, le projet d'augmentation de la capacité de stockage de GNL de Tilbury, le projet d'infrastructure de compteurs évolués, la phase 1B du projet Tilbury et le projet de pipeline d'Eagle Mountain; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts des occasions d'investissement additionnelles, y compris les investissements d'ITC liés à la tranche 2.1 du plan de transport sur grande distance de MISO, les investissements de TEP liés à la demande en énergie additionnelle de nouveaux clients de détail importants, et les investissements de FortisBC Energy liés au projet d'augmentation de la capacité de stockage de GNL de Tilbury et au projet de jetée maritime sur l'île Tilbury; la nature, le calendrier et les avantages prévus des autres occasions de favoriser la croissance allant au-delà du programme d'investissement, notamment la poursuite de l'expansion du réseau de transport d'électricité aux États-Unis pour répondre à la croissance de la demande et faciliter l'interconnexion de nouvelles ressources énergétiques, les investissements dans le transport liés au plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional dans l'État de New York, les investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques, les investissements dans les infrastructures liées au gaz renouvelable et au GNL en Colombie-Britannique, et les investissements dans les infrastructures énergétiques visant à soutenir l'accélération de la croissance de la demande; l'attente selon laquelle la Société révisera sa stratégie de décarbonation en 2026; l'éventuel établissement de nouveaux objectifs intermédiaires de réduction des émissions; le calendrier prévu et le contenu des nouveaux plans de ressources intégrés de TEP et d'UNS Electric; l'attente selon laquelle les sources de production de la Société seront sans charbon d'ici 2032; l'objectif d'élimination des émissions nettes de GES de la Société d'ici 2050; l'incidence éventuelle et prévue des nouvelles méthodes comptables et des futures prises de position faisant autorité en comptabilité sur les informations à fournir de la Société; l'incidence éventuelle de la comptabilisation de pertes de valeur du goodwill; l'incidence éventuelle et prévue des contrôles de la conformité fiscale et des lois relatives aux limites de déductibilité des intérêts et à l'impôt minimum mondial; et l'attente selon laquelle la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende.

Les informations prospectives comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses importants. On a utilisé certaines hypothèses et certains facteurs importants pour tirer les conclusions contenues dans l'information prospective, y compris, sans limitation : les décisions juridiques et réglementaires raisonnables et l'attente d'une stabilité de la réglementation; la mise en œuvre fructueuse du plan d'immobilisations; l'absence d'un dépassement de coûts important d'un projet d'immobilisations ou d'un financement; des ressources humaines suffisantes pour fournir le service et mettre en œuvre le plan d'immobilisations; la réalisation de nouvelles occasions au-delà du plan d'immobilisations; l'absence de variation importante des taux d'intérêt; l'absence de variation significative du taux de change présumé entre le dollar américain et le dollar canadien; le maintien des niveaux actuels de participation au RRD de la Société; la déclaration de dividendes au gré du conseil, compte tenu de la performance et de la situation financière de la Société; l'absence de perturbations de service ou de passifs environnementaux ou de bouleversements de l'environnement importants; la capacité continue de la Société de maintenir la performance des réseaux d'électricité et de gaz; l'absence d'une détérioration grave et prolongée de l'économie; des liquidités et des ressources en capital suffisantes; la capacité de couvrir l'exposition aux fluctuations des taux de change, des prix du gaz naturel et de l'électricité; la disponibilité continue de l'approvisionnement en gaz naturel, en combustible, en charbon et en électricité; le maintien de contrats d'approvisionnement en électricité et d'achat de capacité; l'absence de modifications importantes des plans énergétiques gouvernementaux ainsi que des lois et des règlements environnementaux qui pourraient avoir une incidence défavorable importante; le maintien d'une couverture d'assurance adéquate; la capacité d'obtenir et de maintenir des licences et des permis; la conservation des territoires de service existants; aucune modification significative de la législation fiscale et le maintien du régime d'imposition différée du bénéfice tiré des activités étrangères de la Société; le maintien des infrastructures de technologie de l'information et l'absence d'atteinte importante à la cybersécurité; le maintien de relations favorables avec les peuples autochtones; et de bonnes relations de travail.

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 » dans le présent rapport de gestion et dans d'autres documents d'information continue déposés de temps à autre auprès des autorités de réglementation canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission. Les principaux risques pour 2026 comprennent, sans s'y limiter : l'incertitude entourant les modifications apportées à la réglementation des services publics, y compris l'issue des instances réglementaires des entreprises de services publics de la Société; les risques physiques liés à la prestation de services d'électricité et de gaz, lesquels peuvent être exacerbés par les répercussions des changements climatiques; les risques liés aux projets d'investissement et l'incidence sur la croissance continue de la Société; les risques liés à la cybersécurité et à la technologie de l'information et de l'exploitation; 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 hydroélectrique; les risques liés aux lois et aux règlements en matière d'environnement; les risques liés à la volatilité des prix des produits de base et à l'approvisionnement en électricité; et les risques liés à la conjoncture économique générale, y compris les risques liés à l'inflation, de taux d'intérêt et de change.

Toutes les informations prospectives contenues dans les présentes sont fournies au 11 février 2026. 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

ACC : Arizona Corporation Commission

Aitken Creek : Aitken Creek Gas Storage ULC, une filiale directe détenue à 93,8 % par FortisBC Holdings Inc., vendue le 1^{er} novembre 2023

ASU : Accounting Standards Update

AUC : Alberta Utilities Commission

Base tarifaire : 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

Belize Electricity : Belize Electricity Limited, dans laquelle Fortis détenait indirectement une participation de 33 %, laquelle a été vendue le 31 octobre 2025

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires : bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté : tel que présenté à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12

BPA : bénéfice par action ordinaire

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

CAAEC : clause d'ajustement des achats d'électricité et de combustible

Caribbean Utilities : Caribbean Utilities Company, Ltd., une filiale indirecte détenue à environ 60 % (au 31 décembre 2025) 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

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

Chef des finances : chef des finances de Fortis

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

Conseil : conseil d'administration de la Société

Cour d'appel : Cour d'appel de l'Alberta

Dépenses d'investissement : décaissements pour les entrées d'immobilisations corporelles et d'immobilisations incorporelles, tel qu'il est présenté dans les états financiers annuels, déduction faite des apports sous forme d'aide à la construction reçus par FortisBC Energy relativement au projet de pipeline d'Eagle Mountain. Elles comprennent également la quote-part de 39 % revenant à Fortis des dépenses d'investissement pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power en 2024. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12

États financiers annuels de 2025 : états financiers consolidés audités de la Société et notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2025

États-Unis : États-Unis d'Amérique

FERC : Federal Energy Regulatory Commission

Fitch : Fitch Ratings, Inc.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation : flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation

Fortis : Fortis Inc.

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

FortisBC : FortisBC Energy et FortisBC Electric

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

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

Fortis Belize : Fortis Belize Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis, vendue le 31 octobre 2025

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, vendue le 2 septembre 2025

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

GES : gaz à effet de serre

GNL : gaz naturel liquéfié

GRE : gestion des risques d'entreprise

GWh : gigawattheure(s)

IA : intelligence artificielle

IAC : ingénierie, approvisionnement et construction

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(s)

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.

Morningstar DBRS : DBRS Limited

MW : mégawatt(s)

Navajo : centrale Navajo

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

NYSE : Bourse de New York

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

PFUPC : provision pour fonds utilisés pendant la construction

PJ : pétajoule(s)

Président et chef de la direction : président et chef de la direction de Fortis

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 de dollars ou plus au cours de la période visée par les prévisions ou de la période de planification

PSC : 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 2025

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 12

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

RPD : Régimes de retraite à prestations définies

RRD : régime de réinvestissement des dividendes

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

San Juan : unité 1 de la centrale San Juan

Société : Fortis Inc.

TAR : tarification axée sur le rendement

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

Taux SOFR : secured overnight financing rate

TEP : Tucson Electric Power Company

TSX : Bourse de Toronto

UNS Electric : UNS Electric, Inc.

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

UNS Gas : UNS Gas, Inc.

Wataynikaneyap Power : Société en commandite Wataynikaneyap Power Limited, dans laquelle Fortis détient indirectement une participation de 39 %

FORTIS INC.

États financiers consolidés audités

Aux 31 décembre 2025 et 2024 et pour les exercices clos à ces dates

États financiers consolidés

Table des matières

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	2	NOTE 9	Autres actifs.....	24
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant (« ID PCAOB n° 01208 ») – Opinion sur les états financiers.....	3	NOTE 10	Immobilisations corporelles.....	25
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	5	NOTE 11	Immobilisations incorporelles.....	26
Bilans consolidés.....	6	NOTE 12	Goodwill.....	26
États consolidés du résultat net.....	7	NOTE 13	Créditeurs et autres passifs courants.....	27
États consolidés du résultat global.....	7	NOTE 14	Dettes à long terme.....	27
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	8	NOTE 15	Contrats de location.....	30
États consolidés des variations des capitaux propres.....	9	NOTE 16	Autres passifs.....	31
Notes annexes		NOTE 17	Bénéfice par action ordinaire.....	32
NOTE 1 Description des activités.....	10	NOTE 18	Actions privilégiées.....	32
NOTE 2 Réglementation.....	11	NOTE 19	Cumul des autres éléments du résultat global.....	33
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables.....	13	NOTE 20	Régimes de rémunération fondée sur des actions.....	34
NOTE 4 Information sectorielle.....	19	NOTE 21	Cessions.....	36
NOTE 5 Produits.....	21	NOTE 22	Autres produits, montant net.....	36
NOTE 6 Débiteurs et autres actifs courants.....	22	NOTE 23	Impôt sur le résultat.....	37
NOTE 7 Stocks.....	22	NOTE 24	Avantages du personnel futurs.....	38
NOTE 8 Actifs et passifs réglementaires.....	23	NOTE 25	Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie.....	42
		NOTE 26	Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque.....	42
		NOTE 27	Engagements et éventualités.....	46

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 la vice-présidente directrice et cheffe des finances (la « cheffe 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 des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le CIIF ne permette pas de 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 son chef de la direction et sa cheffe des finances, a évalué l'efficacité du CIIF de la Société au 31 décembre 2025, 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 2025 le CIIF de la Société était efficace.

Le CIIF de la Société a été audité au 31 décembre 2025 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 2025. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a émis une opinion sans réserve pour ces deux audits.

Le 11 février 2026

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

/s/ David G. Hutchens

David G. Hutchens

St. John's, Canada

La vice-présidente directrice, cheffe des finances, Fortis Inc.,

/s/ Jocelyn H. Perry

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 de ses filiales (la « Société ») aux 31 décembre 2025 et 2024, des états consolidés du résultat net, du résultat global et des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie connexes pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2025, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers »). À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle des résultats d'exploitation de la Société aux 31 décembre 2025 et 2024, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2025, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (PCAOB), le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, et notre rapport daté du 11 février 2026 comporte une opinion sans réserve sur le contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.

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 conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux 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.

Élément critique de l'audit

L'élément critique de l'audit indiqué ci-dessous est une question qui a été soulevée lors de l'audit des états financiers de la période considérée, qui a été communiquée ou qui devait être communiquée au comité d'audit, et qui 1) est liée à des comptes ou à des informations significatifs au regard des états financiers et 2) a 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 l'élément critique de l'audit ci-dessous, nous n'exprimons pas d'opinions distinctes sur l'élément critique de l'audit ni sur les comptes ou les informations auxquels il se rapporte.

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 de nombreux postes des états financiers et sur de multiples informations à fournir, notamment en ce qui concerne les immobilisations corporelles, les actifs et passifs réglementaires, les produits et les charges d'exploitation, l'impôt sur le résultat ainsi que 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 ordonnance réglementaire sur les états financiers. Les jugements portés par la direction incluent l'évaluation de la probabilité de recouvrement des coûts engagés ou de remboursement aux clients, par l'entremise du processus d'établissement des tarifs. Même si les entreprises de services publics réglementés de la Société ont indiqué qu'elles s'attendent à recouvrer les coûts auprès de leurs clients au moyen des tarifs réglementés, il y a un risque que l'autorité de réglementation respective n'approuve pas le recouvrement intégral des coûts engagés ou n'approuve pas un RCP ou un RAB raisonnable. L'audit de ces éléments a exigé de porter un jugement particulièrement subjectif et de posséder des connaissances spécialisées du traitement comptable de la réglementation des tarifs, en raison des complexités inhérentes aux différents territoires concernés.

États financiers consolidés

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

Nous avons notamment mis en œuvre les procédures d'audit suivantes à l'égard de la probabilité de recouvrer les coûts engagés auprès des clients, ou de leur accorder un remboursement, par l'entremise du processus d'établissement des tarifs :

- 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'évaluation des ordonnances réglementaires, des lois et des interprétations, ainsi que des notes de procédures, des documents déposés par les entreprises de services publics et les intervenants ainsi que d'autres renseignements accessibles au public servant à évaluer la probabilité de recouvrer des coûts au moyen de taux futurs, ou celle d'une future baisse des tarifs et de la capacité de l'entité à obtenir un RCP ou un RAB qui soit raisonnable.
- Pour les questions réglementaires en cours, nous avons inspecté les documents déposés par les entreprises de services publics réglementés, à la recherche d'éléments probants susceptibles de contredire les assertions de la direction. Nous avons obtenu une analyse de la direction ainsi que des lettres des conseillers juridiques internes et externes, selon le cas, concernant le recouvrement des coûts ou une éventuelle baisse des tarifs.
- Nous avons évalué les informations fournies par la Société au sujet des répercussions de la réglementation des tarifs, y compris les soldes comptabilisés et les faits nouveaux concernant la réglementation.

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

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 11 février 2026

Nous sommes l'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 de ses filiales (la « Société ») au 31 décembre 2025, selon les critères établis 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 2025, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le COSO.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (PCAOB), les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 et pour l'exercice clos à cette date de la Société, et notre rapport daté du 11 février 2026 comporte une opinion sans réserve sur ces états financiers.

Fondement de l'opinion

Il incombe à la direction de la Société de maintenir un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de procéder à l'évaluation de l'efficacité de celui-ci, évaluation qui est incluse dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. 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 conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre d'autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue 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. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société 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 de la société; 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 des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

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

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada
Le 11 février 2026

BILANS CONSOLIDÉS

FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2025	2024
ACTIF		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	367 \$	220 \$
Débiteurs et autres actifs courants (note 6)	1 695	1 886
Charges payées d'avance	179	182
Stocks (note 7)	649	685
Actifs réglementaires (note 8)	915	823
Total des actifs courants	3 805	3 796
Autres actifs (note 9)	1 782	1 653
Actifs réglementaires (note 8)	4 107	3 808
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	50 886	49 456
Immobilisations incorporelles, montant net (note 11)	1 723	1 661
Goodwill (note 12)	12 527	13 112
Total de l'actif	74 830 \$	73 486 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs courants		
Emprunts à court terme (note 14)	412 \$	98 \$
Créditeurs et autres passifs courants (note 13)	3 503	3 353
Passifs réglementaires (note 8)	452	595
Tranche courante de la dette à long terme (note 14)	3 146	1 990
Total des passifs courants	7 513	6 036
Passifs réglementaires (note 8)	3 810	3 696
Impôt différé (note 23)	5 292	5 020
Dette à long terme (note 14)	30 723	31 224
Contrats de location-financement (note 15)	348	343
Autres passifs (note 16)	1 275	1 314
Total du passif	48 961	47 633
Engagements et éventualités (note 27)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹	16 112	15 589
Actions privilégiées (note 18)	1 623	1 623
Surplus d'apport	5	8
Cumul des autres éléments du bénéfice global (note 19)	1 101	2 067
Bénéfices non distribués	4 969	4 521
Capitaux propres	23 810	23 808
Participations ne donnant pas le contrôle	2 059	2 045
Total des capitaux propres	25 869	25 853
Total du passif et des capitaux propres	74 830 \$	73 486 \$

1. Sans valeur nominale. Nombre illimité d'actions autorisées; 507,3 millions et 499,3 millions d'actions émises et en circulation aux 31 décembre 2025 et 2024, respectivement.

Approuvés au nom du conseil d'administration,

/s/ Jo Mark Zurel
Jo Mark Zurel,
Administrateur

/s/ Margarita K. Dilley
Margarita K. Dilley,
Administratrice

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT NET

FORTIS INC.

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

	2025	2024
Produits (note 5)	12 170 \$	11 508 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	3 371	3 249
Charges d'exploitation	3 250	3 040
Amortissements	2 057	1 927
Total des charges	8 678	8 216
Bénéfice d'exploitation	3 492	3 292
Autres produits, montant net (note 22)	340	288
Charges financières	1 478	1 406
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	2 354	2 174
Charge d'impôt sur le résultat (note 23)	393	346
Bénéfice net	1 961 \$	1 828 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	162 \$	148 \$
Actionnaires privilégiés (note 18)	85	74
Actionnaires ordinaires	1 714	1 606
	1 961 \$	1 828 \$
Bénéfice par action ordinaire (note 17)		
De base	3,40 \$	3,24 \$
Dilué	3,40 \$	3,24 \$

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	2025	2024
Bénéfice net	1 961 \$	1 828 \$
Autres éléments (de perte globale) de bénéfice global		
(Pertes) profits de change latents, déduction faite des activités de couverture et (de la charge) de l'économie d'impôt sur le résultat de (7) millions de dollars et de 14 millions de dollars, respectivement	(950)	1 561
Autres, déduction faite de l'économie (de la charge) d'impôt sur le résultat de 9 millions de dollars et de (3) millions de dollars, respectivement	(26)	9
	(976)	1 570
Décomptabilisation d'un montant lié à la conversion des devises aux cessions (note 19)	(86)	—
	(1 062)	1 570
Bénéfice global	899 \$	3 398 \$
Bénéfice global attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	66 \$	304 \$
Actionnaires privilégiés	85	74
Actionnaires ordinaires	748	3 020
	899 \$	3 398 \$

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)

	2025	2024
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 961 \$	1 828 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	1 810	1 695
Amortissement – immobilisations incorporelles	160	153
Amortissement – autres	87	79
Charge d'impôt différé (note 23)	252	154
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 22)	(174)	(139)
Vente de crédits d'impôt pour investissement	63	—
Autres	106	43
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(85)	(99)
Variation du fonds de roulement (note 25)	(118)	168
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	4 062	3 882
Activités d'investissement		
Entrées d'immobilisations corporelles	(5 942)	(5 012)
Entrées d'immobilisations incorporelles	(292)	(206)
Apports sous forme d'aide à la construction	775	106
Produit des cessions, montant net (note 21)	479	—
Apports aux entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(27)	—
Autres	(350)	(283)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(5 357)	(5 395)
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 14)	2 687	3 124
Remboursements de la dette à long terme et des contrats de location-financement	(108)	(1 718)
Emprunts sur les facilités de crédit engagées	10 405	8 618
Remboursements sur les facilités de crédit engagées	(11 056)	(8 055)
Variation des emprunts à court terme, montant net	385	(25)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	60	46
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(788)	(744)
Actions privilégiées	(85)	(74)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(54)	(110)
Autres	15	2
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	1 461	1 064
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(19)	44
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	147	(405)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	220	625
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	367 \$	220 \$

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie (note 25)

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

FORTIS INC.

<i>Pour les exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf le nombre d'actions)</i>	Actions ordinaires (en millions)	Actions ordinaires	Actions privilégiées (note 18)	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments de bénéfice global (de perte globale) (note 19)	Bénéfices non distribués	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Au 31 décembre 2024	499,3	15 589 \$	1 623 \$	8 \$	2 067 \$	4 521 \$	2 045 \$	25 853 \$
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 799	162	1 961
Autres éléments de perte globale	—	—	—	—	(880)	—	(96)	(976)
Décomptabilisation d'un montant lié à la conversion des devises aux cessions	—	—	—	—	(86)	—	—	(86)
Actions ordinaires émises	8,0	523	—	(2)	—	—	—	521
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(54)	(54)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (2,51 \$ par action)	—	—	—	—	—	(1 266)	—	(1 266)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(85)	—	(85)
Autres	—	—	—	(1)	—	—	2	1
Au 31 décembre 2025	507,3	16 112 \$	1 623 \$	5 \$	1 101 \$	4 969 \$	2 059 \$	25 869 \$
Au 31 décembre 2023	490,6	15 108 \$	1 623 \$	9 \$	653 \$	4 112 \$	1 827 \$	23 332 \$
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 680	148	1 828
Autres éléments de bénéfice global	—	—	—	—	1 414	—	156	1 570
Actions ordinaires émises	8,7	481	—	—	—	—	—	481
Avances aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	21	21
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(110)	(110)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (2,41 \$ par action)	—	—	—	—	—	(1 197)	—	(1 197)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(74)	—	(74)
Autres	—	—	—	(1)	—	—	3	2
Au 31 décembre 2024	499,3	15 589 \$	1 623 \$	8 \$	2 067 \$	4 521 \$	2 045 \$	25 853 \$

Se reporter aux notes annexes.

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Fortis Inc. (« Fortis » ou la « Société ») est une société de portefeuille nord-américaine de services publics réglementés 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, de l'Oklahoma et du Wisconsin.

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. 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 3 443 mégawatts (« MW »), y compris 69 MW de capacité de production d'énergie solaire et une capacité de production d'énergie éolienne de 250 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 dans le nord et le sud de l'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 43 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. FortisBC Energy s'approvisionne en gaz naturel surtout dans 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. FortisAlberta ne participe pas à 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 (« Wataynikaneyap Power »); et une participation donnant le contrôle d'environ 60 % dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities »). Comprend aussi FortisTCI Limited et Turks and Caicos Utilities Limited (collectivement « FortisTCI ») jusqu'au 2 septembre 2025, soit la date de cession, et la participation en actions de 33 % dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity ») jusqu'au 31 octobre 2025, soit la date de cession (note 21).

Newfoundland Power est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de la partie insulaire de Terre-Neuve-et-Labrador, avec une capacité de production de 145 MW, dont 98 MW proviennent d'installations hydroélectriques. Maritime Electric est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, avec une capacité de production sur l'Île de 90 MW. FortisOntario se compose de trois entreprises de services publics réglementés d'électricité qui fournissent des services à des clients de Fort Érié, de Cornwall, de Gananoque, de Port Colborne et du district d'Algoma, en Ontario, avec une capacité de production de 3 MW. Wataynikaneyap Power est une société de transport détenue en majorité par 24 Premières Nations, et dont Fortis détient une participation de 39 %. La ligne de transport d'électricité Wataynikaneyap Power de 1 800 kilomètres raccorde 17 collectivités des Premières Nations éloignées au réseau électrique de l'Ontario. Caribbean Utilities est une entreprise de services publics réglementés d'électricité intégrée et l'unique distributeur d'électricité sur l'Île Grand Caïman, grâce à sa capacité de production au diesel de 166 MW.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

Activités non réglementées

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. Comprend les charges des activités de société de portefeuille non réglementées ainsi que les actifs de production visés par des contrats à long terme non réglementés au Belize jusqu'au 31 octobre 2025, soit la date de cession (note 21).

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 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 les autorités de réglementation, pourrait dépendre de la réalisation des prévisions établies dans les processus d'établissement des tarifs. De plus, 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). Différents degrés de décalage attribuables à la réglementation peuvent être observés entre le moment où les coûts sont engagés et celui où ils sont reflétés dans les tarifs facturés aux clients.

Nature de la réglementation		Capitaux propres ordinaires autorisés (en %)	RCP autorisé ¹ (en %)		Principales caractéristiques
Services publics réglementés	Autorité de réglementation		2025	2024	
ITC	Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »)	60,0	10,73 ⁽²⁾	10,73	Tarifs établis selon une formule fondée sur les coûts, avec mécanisme d'ajustement annuel ³ Suppléments incitatifs
TEP	Arizona Corporation Commission (« ACC »)	54,3	9,55 ⁽⁴⁾	9,55	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin historique
	FERC	⁽⁵⁾	9,79	9,79	Tarifs de transport établis selon une formule
UNS Electric	ACC	53,7	9,75	9,75	
UNS Gas	ACC	50,8	9,75 ⁽⁴⁾	9,75	
Central Hudson	New York State Public Service Commission (« PSC »)	48,0	9,50 ⁽⁶⁾	9,50	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
FortisBC Energy	British Columbia Utilities Commission (« BCUC »)	45,0	9,65	9,65	Réglementation fondée sur le coût du service, avec composantes établies selon une formule et incitatifs
FortisBC Electric	BCUC	41,0	9,65	9,65	Année témoin future
FortisAlberta	Alberta Utilities Commission (« AUC »)	37,0	8,97	9,28	TAR, fondée sur une formule pour déterminer le RCP sur une base annuelle ⁷
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities	45,0	8,60	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 ⁸	Commission de l'énergie de l'Ontario	40,0	8,66 à 9,30	8,52 à 9,30	Réglementation fondée sur le coût du service, avec mécanismes incitatifs
Caribbean Utilities ⁹	Utility Regulation and Competition Office	s.o.	8,50 à 10,50	8,25 à 10,25	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

2. RÉGLEMENTATION (suite)

1. RAB pour Caribbean Utilities.
2. Comprend les capitaux propres ordinaires autorisés et le RCP pour ITC Transmission, METC et ITC Midwest. Le RCP présenté ci-dessus comprend le RCP de base ainsi que les suppléments incitatifs totalisant 0,75 %.
3. L'ajustement annuel est recouvré ou remboursé à même les tarifs des deux années subséquentes.
4. Une demande tarifaire générale est en cours. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.
5. 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.
6. La PSC a approuvé un régime tarifaire d'une durée de trois ans avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2025 prévoyant le maintien d'un RCP autorisé de 9,5 % et de la composante capitaux propres ordinaires de 48 %.
7. Le RCP a été établi à 9,02 % pour 2026.
8. 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.
9. 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.

Questions réglementaires importantes

ITC

Mesures incitatives liées au transport d'électricité : En 2021, la FERC a publié un nouvel avis d'ébauche de règle portant sur les mesures incitatives liées au transport d'électricité, qui modifie la proposition contenue dans l'avis d'ébauche de règle initial publié par la FERC en 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. Le calendrier et l'issue de cette procédure sont inconnus.

UNS Energy

Demande tarifaire générale de TEP : En juin 2025, TEP a déposé une demande tarifaire générale auprès de l'ACC prévoyant l'établissement, à compter du 1^{er} septembre 2026, de nouveaux tarifs fondés sur la base de l'exercice clos le 31 décembre 2024 comme année témoin, compte tenu d'ajustements postérieurs à l'année témoin ayant été apportés jusqu'au 30 juin 2025. La demande comprend une proposition visant l'élimination progressive ou l'élimination de certains mécanismes d'ajustement et l'établissement d'un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs fondé sur une formule conformément à l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule approuvé par l'ACC en 2024.

Le Residential Utility Consumer Office a contesté l'autorité de l'ACC pour mettre en œuvre un cadre de tarifs établis selon une formule conformément à un énoncé de politique et, en novembre 2025, la Cour d'appel de l'Arizona a décidé que le Residential Utility Consumer Office pouvait aller de l'avant avec sa contestation. Le calendrier et l'issue de ces instances juridiques et réglementaires sont inconnus.

Demande tarifaire générale d'UNS Gas : En janvier 2026, un juge administratif de l'ACC a émis une ordonnance et un avis dans lesquels il recommandait un RCP autorisé de 9,57 % et une composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de 56 %. L'ordonnance recommandait également l'établissement d'un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs fondé sur une formule qui prévoirait une fourchette de variation du rendement autorisé de plus ou moins 40 points de base et l'application d'un crédit d'efficacité de 5 % aux besoins en produits additionnels, en plus d'exclure les ajustements postérieurs à l'année témoin. Si le mécanisme d'ajustement annuel fondé sur une formule devait ne pas être approuvé, l'ordonnance recommandait l'utilisation de mécanismes d'ajustement aux fins d'un recouvrement des investissements dans les infrastructures et des modifications de l'impôt sur le résultat en temps opportun. L'ordonnance et l'avis proposent l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1^{er} mars 2026. La demande tarifaire demeure assujettie à l'approbation de l'ACC, qui est attendue en février 2026.

FortisAlberta

Décision relative à la troisième période d'application de la TAR : En 2023, l'AUC a publié une décision établissant les paramètres de la troisième période d'application de la TAR, soit la période allant de 2024 à 2028. FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision en appel devant la Cour d'appel de l'Alberta (la « Cour d'appel »), au motif que l'AUC avait commis une erreur de fait ou de droit dans sa décision de déterminer le financement en se fondant sur les dépenses d'investissement historiques de 2018 à 2022, sans tenir compte du financement des nouveaux programmes d'investissement compris dans les besoins en produits pour 2023 en ce qui a trait au coût du service de la Société, tels qu'ils ont été approuvés par l'AUC. En mars 2025, la Cour d'appel a autorisé FortisAlberta à interjeter appel. L'appel a été entendu en janvier 2026. Une décision est attendue au troisième trimestre de 2026.

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.

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 recouvrés 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.

Certains actifs réglementaires ne produisent pas de rendement puisqu'ils ne représentent pas un décaissement antérieur et sont contrebalancés par des passifs connexes qui, de la même manière, n'engagent aucun coût de détention aux fins de l'établissement des tarifs. Ces actifs réglementaires sont principalement liés à l'impôt différé et aux avantages du personnel futurs.

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 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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 96 millions de dollars pour 2025 (2024 – 74 millions de dollars), est comptabilisée comme une déduction des charges financières, et la composante capitaux propres est comptabilisée dans les autres produits (note 22). 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.

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'exigent les autorités de réglementation qui les régissent, ces sociétés 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.

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 les autorités de réglementation concernées, et se sont établis entre 0,5 % et 33,0 % pour 2025 (2024 – entre 0,5 % et 33,0 %). Pour 2025, 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 2,7 % (2024 – 2,7 %).

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)	2025		2024	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	7-80	32	5-80	32
Gaz	18-83	40	18-83	37
Transport				
Électricité	20-85	42	20-85	42
Gaz	10-80	34	10-80	35
Production	6-95	22	2-95	22
Autres	3-80	13	3-80	13

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 2025 (2024 – 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)	2025		2024	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Logiciels	3-18	5	3-18	5
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	10-85	55	30-85	52
Autres	10-100	19	10-100	16

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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 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 chaque unité 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 de chaque unité d'exploitation, et s'il est déterminé qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une évaluation quantitative est effectuée. Dans le cadre de l'évaluation quantitative, 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 également employée et comprend la comparaison du multiple de la juste valeur estimative de chaque unité d'exploitation avec celui des services publics comparables.

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 (« RPD ») 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 RPD 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 première qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent au calendrier et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite ou d'AAPE.

Les actifs des RPD et des régimes 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 RPD et des régimes 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.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Pour la plupart des entreprises de services publics réglementés de la Société, tout écart entre les coûts des RPD ou des régimes d'AAPE qui serait habituellement comptabilisé selon les PCGR des États-Unis et les coûts recouvrés auprès des clients dans les tarifs courants, est assujéti au traitement en compte de report et devrait être recouvré auprès des clients ou remboursé à ces derniers à même les tarifs futurs. De plus, tous les soldes non amortis liés aux gains et aux pertes actuariels nets, aux coûts des services passés et aux obligations transitoires associés aux RPD ou aux régimes d'AAPE, le cas échéant, qui seraient autrement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global, sont assujettis 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 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 (par exemple les loyers, les impôts fonciers et les coûts liés aux assurances) et les composantes non locatives (par exemple 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 l'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.

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 prestation 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'Alberta Electric System Operator (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.

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.

Rémunération fondée sur des actions

Fortis comptabilise les passifs associés aux unités d'actions différées (« UAD »), aux unités d'actions liées au rendement (« UALR ») et aux unités d'actions restreintes (« UAR ») des administrateurs. Les UAD représentent des attributions réglées en trésorerie, et les UALR et les UAR représentent des attributions réglées en trésorerie ou en actions. 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. 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.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

La charge au titre de la rémunération est comptabilisée de façon linéaire sur la période d'acquisition des droits, qui, pour les UALR et les UAR, équivaut à la durée la plus courte entre trois ans et la durée d'admissibilité jusqu'à la retraite; pour les 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 2025 s'établissait à 1,00 \$ US pour 1,37 \$ CA (2024 – 1,00 \$ US pour 1,44 \$ CA).

Les produits et les charges des établissements à l'étranger de la Société sont convertis au taux de change moyen au cours de la période de présentation de l'information financière, qui était de 1,00 \$ US pour 1,40 \$ CA en 2025 (2024 – 1,00 \$ US pour 1,37 \$ 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 UALR et des UAR; et ii) à UNS Energy, pour respecter les besoins prévus en matière de charge et de réserve. Les 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 Central Hudson 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 et les investissements nets qu'elle a dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société a 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.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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 n'est pas assujettie à l'impôt.

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

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Utilisation d'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 constatés 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 différer de façon importante de ces estimations.

Nouvelle méthode comptable

Impôt sur le résultat : La Société a adopté l'Accounting Standard Update (l'« ASU ») n° 2023-09, Improvements to Income Tax Disclosures, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2025. Cette mise à jour exige la présentation d'informations supplémentaires relativement à l'impôt sur le résultat en fonction du territoire afin de refléter l'exposition d'une entité aux changements éventuels de la législation fiscale, ainsi que les risques et occasions connexes. L'ASU a été appliquée sur une base rétrospective, et les informations à jour sont présentées aux notes 23 et 25.

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

La Société se penche sur l'applicabilité et l'incidence de toutes 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.

Ventilation des charges : L'ASU n° 2024-03, Disaggregation of Income Statement Expenses, entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2028 de Fortis, sur une base prospective; l'application rétrospective et l'adoption anticipée sont permises. L'ASU exige la présentation d'informations détaillées sur certaines catégories de charges comprises dans les états consolidés du résultat net, notamment les coûts de l'approvisionnement énergétique, les charges d'exploitation et la dotation aux amortissements. Fortis évalue à l'heure actuelle l'incidence de ce changement sur ses informations à fournir.

Logiciels à usage interne : L'ASU n° 2025-06, Targeted Improvements to the Accounting for Internal-Use Software, entrera en vigueur pour Fortis le 1^{er} janvier 2028. L'ASU peut être adoptée sur une base prospective ou rétrospective ou selon une méthode transitoire modifiée; l'adoption anticipée est permise. L'ASU supprime les références aux étapes de développement et exige l'inscription à l'actif des coûts des logiciels lorsque le financement est autorisé et que l'achèvement du projet est considéré comme probable, notamment à la suite d'une évaluation pour déterminer s'il existe des incertitudes importantes en ce qui concerne le développement. La directive précise également que tous les coûts des logiciels à usage interne inscrits à l'actif doivent respecter les exigences liées aux informations à fournir prévues dans le Subtopic 360-10, Property, Plant and Equipment. Fortis évalue l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés et ses informations à fournir.

4. INFORMATION SECTORIELLE

Le chef de la direction de Fortis est considéré comme le principal décideur opérationnel aux fins de l'examen de la performance sectorielle. Fortis répartit ses activités selon le territoire de réglementation et le territoire de service, et selon les informations utilisées par le principal décideur opérationnel pour répartir les ressources. La performance sectorielle est évaluée essentiellement en fonction du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, et cette mesure est utilisée de façon uniforme par la Société dans le cadre de l'évaluation de la performance sectorielle réelle, de l'élaboration de son plan d'entreprise et de la formulation de prévisions.

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 2025 ou en 2024. Périodiquement, Fortis accorde à ses filiales du financement à court terme aux fins des dépenses d'investissement et des besoins saisonniers en fonds de roulement, dont l'incidence est éliminée à la consolidation. Il n'y avait aucun prêt intersectoriel en cours aux 31 décembre 2025 et 2024. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2025 et en 2024 n'étaient pas significatifs.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

4. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

	Activités réglementées								Activités non réglementées		
(en millions de dollars)	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité	Sous-total	Siège social et autres	Éliminations intersectorielles	Total
Exercice clos le 31 décembre 2025											
Produits	2 495	2 913	1 620	1 874	829	557	1 851	12 139	31	—	12 170
Coûts de l'approvisionnement énergétique	—	1 064	507	548	—	165	1 087	3 371	—	—	3 371
Charges d'exploitation	628	824	688	450	199	147	253	3 189	61	—	3 250
Amortissements	487	427	158	367	300	83	228	2 050	7	—	2 057
Bénéfice d'exploitation	1 380	598	267	509	330	162	283	3 529	(37)	—	3 492
Autres produits, montant net	79	73	72	54	8	5	26	317	23	—	340
Charges financières	515	167	94	152	135	81	89	1 233	245	—	1 478
Charge d'impôt sur le résultat	218	67	54	74	21	11	26	471	(78)	—	393
Bénéfice net	726	437	191	337	182	75	194	2 142	(181)	—	1 961
Participations ne donnant pas le contrôle	134	—	—	1	—	—	27	162	—	—	162
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	85	—	85
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	592	437	191	336	182	75	167	1 980	(266)	—	1 714
Entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles	1 840	1 365	481	1 270	598	186	491	6 231	3	—	6 234
Au 31 décembre 2025											
Goodwill	8 423	1 896	619	913	231	235	210	12 527	—	—	12 527
Total de l'actif	27 474	15 006	6 463	10 842	6 508	2 960	5 247	74 500	341	(11)	74 830
Exercice clos le 31 décembre 2024											
Produits	2 229	3 007	1 372	1 665	817	545	1 838	11 473	35	—	11 508
Coûts de l'approvisionnement énergétique	—	1 183	393	423	—	155	1 095	3 249	—	—	3 249
Charges d'exploitation	530	798	659	418	195	141	250	2 991	49	—	3 040
Amortissements	448	404	134	337	291	88	218	1 920	7	—	1 927
Bénéfice d'exploitation	1 251	622	186	487	331	161	275	3 313	(21)	—	3 292
Autres produits, montant net	96	51	58	45	11	6	29	296	(8)	—	288
Charges financières	483	155	79	155	135	81	93	1 181	225	—	1 406
Charge d'impôt sur le résultat	200	70	37	83	26	14	23	453	(107)	—	346
Bénéfice net	664	448	128	294	181	72	188	1 975	(147)	—	1 828
Participations ne donnant pas le contrôle	122	—	—	1	—	—	25	148	—	—	148
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	74	—	74
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	542	448	128	293	181	72	163	1 827	(221)	—	1 606
Entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles	1 456	1 151	431	1 035	554	132	454	5 213	5	—	5 218
Au 31 décembre 2024											
Goodwill	8 828	1 987	649	913	231	235	269	13 112	—	—	13 112
Total de l'actif	27 202	14 690	6 278	10 156	6 181	2 807	5 810	73 124	374	(12)	73 486

5. PRODUITS

Le tableau suivant présente la ventilation des produits de la Société dans les états consolidés du résultat net par région et activité de services publics fonctionnant sur une base essentiellement autonome.

<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024
Produits liés à l'électricité et au gaz		
États-Unis		
ITC	2 470	2 205
UNS Energy	2 646	2 731
Central Hudson	1 588	1 366
Canada		
FortisBC Energy	1 766	1 538
FortisAlberta	793	770
FortisBC Electric	504	481
Newfoundland Power	795	770
Maritime Electric	296	277
FortisOntario	245	235
Caraïbes		
Caribbean Utilities	396	402
FortisTCL (note 21)	85	118
Total des produits liés à l'électricité et au gaz	11 584	10 893
Produits liés aux autres services	316	350
Produits tirés de contrats conclus avec des clients	11 900	11 243
Revenus alternatifs	151	169
Autres produits des activités ordinaires	119	96
Total des produits	12 170	11 508

Produits 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 les frais de gestion d'UNS Energy pour l'exploitation des unités 3 et 4 de Springerville et 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 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

5. PRODUITS (suite)

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. 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, respectivement, dont les montants seront remboursés aux clients ou recouverts auprès de ces derniers à même les tarifs sur une période de deux ans.

Autres produits des activités ordinaires

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

6. DÉBITEURS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

(en millions de dollars)	2025	2024
Créances clients	813	1 009
Créances non facturées	760	738
Correction de valeur pour pertes de crédit	(80)	(78)
	1 493	1 669
Autres ¹	202	217
	1 695	1 886

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 26).

Central Hudson a conclu des ententes de paiement différé avec certains clients relativement au recouvrement des créances clients. La tranche non courante de ces ententes a été reflétée dans les autres actifs (note 9).

Correction de valeur pour pertes de crédit

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

(en millions de dollars)	2025	2024
Solde au début de l'exercice	(78)	(68)
Pertes de crédit passées en charges	(38)	(30)
Report de pertes de crédit	(44)	(31)
Radiations, déduction faite des recouvrements	72	55
Cessions (note 21)	6	—
Taux de change	2	(4)
Solde à la fin de l'exercice	(80)	(78)

Se reporter à la note 26 pour obtenir de l'information sur le risque de crédit de la Société.

7. STOCKS

(en millions de dollars)	2025	2024
Matières premières et fournitures	516	548
Gaz et combustible stockés	58	65
Stocks de charbon	75	72
	649	685

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

(en millions de dollars)	2025	2024
Actifs réglementaires		
Impôt différé (note 3)	2 424	2 248
Coûts de gestion de l'énergie différés ¹	701	591
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	552	453
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 24)	192	235
Charges locatives différées ³	145	142
Dérivés (notes 3 et 26)	135	175
Coûts de remise en état différés ⁴	109	133
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz (note 16)	84	82
Impôt sur le dépôt pour le développement des affaires ⁵	58	18
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production ⁶	49	66
Recouvrement des coûts liés aux compteurs ⁷	37	—
Gaz naturel renouvelable ⁸	28	58
Autres actifs réglementaires ⁹	508	430
Total des actifs réglementaires	5 022	4 631
Moins : tranche courante	(915)	(823)
Actifs réglementaires à long terme	4 107	3 808
Passifs réglementaires		
Coûts futurs d'enlèvement (note 3)	1 853	1 728
Impôt différé (note 3)	1 349	1 329
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 24)	467	459
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	183	208
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable ¹⁰	164	155
Passif lié à l'efficacité énergétique ¹¹	68	88
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz ¹²	36	61
Report des charges de l'AESO ¹³	5	58
Autres passifs réglementaires ⁹	137	205
Total des passifs réglementaires	4 262	4 291
Moins : tranche courante	(452)	(595)
Passifs réglementaires à long terme	3 810	3 696

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

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 recouvé auprès de la clientèle dans les tarifs futurs sur la durée du contrat, qui arrive à expiration en 2056.

4. **Coûts de remise en état différés** : Coûts marginaux engagés à Central Hudson et à Maritime Electric liés aux activités de remise en état en raison d'événements météorologiques importants. Les coûts marginaux engagés qui excèdent ceux recouverts à même les tarifs facturés aux clients de Central Hudson sont recouverts au moyen de comptes de stabilisation tarifaire. La forme et la période de recouvrement de Maritime Electric seront déterminées par l'autorité de réglementation.

5. **Impôt sur le dépôt pour le développement des affaires** : Reflète la comptabilisation des incidences fiscales temporaires liées à la réception de dépôts de Woodfibre LNG relativement aux dépenses d'investissement futures pour le projet de pipeline Eagle Mountain.

6. **Coûts de mise hors service anticipée liée à la production** : Comprend les coûts de TEP liés à la mise hors service de la centrale Navajo, des unités 1 et 2 de l'installation de production de Sundt et de la centrale San Juan, tel qu'approuvé à des fins de recouvrement par son autorité de réglementation.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

7. **Recouvrement des coûts liés aux compteurs** : Le report du recouvrement des coûts liés aux compteurs tient principalement compte de la valeur comptable nette des compteurs de FortisBC Energy qui ont été mis hors service et remplacés dans le cadre de l'installation de compteurs évolués. Le solde doit être recouvré auprès des clients sur une période de cinq ans.
8. **Gaz naturel renouvelable** : Reflète l'écart entre les coûts engagés pour l'approvisionnement du biométhane consommable et les produits connexes recouvrés à même les tarifs facturés aux clients. L'écart est généralement remboursé aux clients ou recouvré auprès de ces derniers sur une période de un an.
9. **Autres actifs et passifs réglementaires** : Comprennent les actifs et les passifs réglementaires dont la valeur individuelle est inférieure à 50 millions de dollars.
10. **Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable** : Aux termes de la norme sur l'énergie renouvelable (« NER ») de l'ACC, UNS Energy était 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. Le coût de la mise en œuvre de ce plan est recouvré auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER. S'il y a un écart positif ou négatif entre le recouvrement de supplément de facturation au titre de la NER et les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans, le montant de cet écart est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire.
- L'ACC mesure la conformité à la NER à l'aide des crédits d'énergie renouvelable (« CER »). Chaque CER équivaut à un kilowattheure produit à partir de ressources renouvelables. Quand UNS Energy achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des CER recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la NER. Quand des CER sont achetés, UNS Energy comptabilise leur coût au poste Autres actifs à long terme (note 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.
11. **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.
12. **Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz** : Dans le cadre des demandes tarifaires générales antérieures de Central Hudson, certains actifs et passifs réglementaires ont été contrebalancés et inclus dans le compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz, auquel nous aurons recours pour modérer les tarifs facturés aux clients dans l'avenir.
13. **Report des charges de l'AESO** : Se rapporte aux différences entre les produits recouvrés et les montants engagés pour des éléments liés au transport à FortisAlberta qui doivent être recouvrés ou remboursés à même les tarifs facturés aux clients.

9. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	2025	2024
Avantages du personnel futurs (note 24)	648	551
Autres placements	246	225
Participations en actions ¹	215	259
CER (note 8)	169	176
Régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD »)	123	127
Ententes de paiement différé (note 6)	80	—
Contrats de location simple (note 15)	60	64
Dérivés	32	48
Régime de rémunération différée	29	29
Autres	180	174
	1 782	1 653

1. Comprend les participations dans Belize Electricity jusqu'au 31 octobre 2025, soit la date de cession, et Wataynikanepay Power.

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 26).

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2025			
Distribution			
Électricité	16 283	(4 233)	12 050
Gaz	7 481	(1 910)	5 571
Transport			
Électricité	23 849	(5 016)	18 833
Gaz	3 057	(939)	2 118
Production	7 450	(2 955)	4 495
Autres	5 198	(1 730)	3 468
Actifs en construction	3 886	—	3 886
Terrains	465	—	465
	67 669	(16 783)	50 886
2024			
Distribution			
Électricité	15 771	(4 078)	11 693
Gaz	7 148	(1 866)	5 282
Transport			
Électricité	23 084	(4 865)	18 219
Gaz	2 937	(894)	2 043
Production	8 056	(3 110)	4 946
Autres	5 014	(1 809)	3 205
Actifs en construction	3 578	—	3 578
Terrains	490	—	490
	66 078	(16 622)	49 456

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 »]). 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). 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 et les biens liés aux technologies de l'information.

Au 31 décembre 2025, les actifs en construction reflétaient en grande partie les projets de transport en cours pour ITC et UNS Energy, le deuxième projet de systèmes de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner pour UNS Energy et le projet de pipeline d'Eagle Mountain pour FortisBC Energy.

Au 31 décembre 2025, le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-financement s'établissait à 333 millions de dollars (2024 – 324 millions de dollars), et l'amortissement cumulé connexe était de 125 millions de dollars (2024 – 119 millions de dollars) (note 15).

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES (suite)

Installations détenues conjointement

UNS Energy et ITC détiennent des participations indivises dans des centrales et des réseaux de transport détenus conjointement, ont droit à leur quote-part des immobilisations corporelles et sont proportionnellement responsables des coûts d'exploitation et des passifs. Au 31 décembre 2025, les participations dans les centrales détenues conjointement se composaient principalement de ce qui suit :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Participation <i>(en %)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Réseaux de transport	Variable	1 743	(493)	1 250
Installations communes de Springerville	86,0	560	(342)	218
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	285	(150)	135
Unités 4 et 5 de Four Corners (« Four Corners »)	7,0	295	(156)	139
Installations communes de Gila River	50,0	139	(52)	87
Installation Luna Energy (« Luna »)	33,3	100	8	108
		3 122	(1 185)	1 937

11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

(en millions de dollars)

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
2025			
Logiciels	1 019	(417)	602
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	1 170	(215)	955
Autres	143	(90)	53
Actifs en construction	113	—	113
	2 445	(722)	1 723
2024			
Logiciels	1 035	(493)	542
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	1 188	(210)	978
Autres	143	(95)	48
Actifs en construction	93	—	93
	2 459	(798)	1 661

Au 31 décembre 2025, le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau comprenait un montant de 124 millions de dollars (2024 – 123 millions de dollars) non amortissable. La dotation aux amortissements s'élève à 160 millions de dollars pour 2025 (2024 – 153 millions de dollars). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 111 millions de dollars pour chacun des cinq prochains exercices.

12. GOODWILL

(en millions de dollars)

	2025	2024
Solde au début de l'exercice	13 112	12 184
Cession de FortisTCI (note 21)	(50)	—
Incidence du change ¹	(535)	928
Solde à la fin de l'exercice	12 527	13 112

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

En 2025 et en 2024, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée par la Société.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

13. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS COURANTS

(en millions de dollars)	2025	2024
Dettes fournisseurs	1 148	1 121
Dépôts de clients et autres dépôts	516	360
Rémunération et avantages du personnel à payer	364	303
Dividendes à verser	332	314
Intérêts à payer	319	305
Impôts à payer autres que l'impôt sur le résultat	245	304
Coûts du gaz et du combustible à payer	215	221
Dérivés (note 26)	127	169
Avantages du personnel futurs (note 24)	28	29
Impôt à payer	24	33
Autres	185	194
	3 503	3 353

14. DETTE À LONG TERME

(en millions de dollars)	Date d'échéance	2025	2024
ITC			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,34 % (2024 – 4,34 %)	2027-2055	3 763	3 944
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,16 % (2024 – 4,16 %)	2028-2055	1 441	1 511
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,44 % (2024 – 4,37 %)	2026-2043	5 353	5 610
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (2024 – 6,00 %)	2028	273	286
UNS Energy			
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,28 % (2024 – 4,09 %)	2026-2055	4 460	4 172
Central Hudson			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,54 % (2024 – 4,38 %)	2026-2060	2 058	1 974
FortisBC Energy			
Débtentures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,54 % (2024 – 4,61 %)	2026-2052	3 495	3 295
FortisAlberta			
Débtentures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,64 % (2024 – 4,63 %)	2034-2055	3 035	2 835
FortisBC Electric			
Débtentures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,72 % (2024 – 4,72 %)	2035-2054	960	960
Autres entreprises d'électricité			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 5,19 % (2024 – 5,24 %)	2026-2060	850	739
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,11 % (2024 – 5,29 %)	2027-2061	425	320
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,61 % (2024 – 4,61 %)	2041-2054	207	207
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,92 % (2024 – 5,03 %)	2028-2052	521	876
Siège social et autres			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,79 % (2024 – 3,79 %)	2026-2044	2 073	2 172

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

14. DETTE À LONG TERME (suite)

(en millions de dollars)	Date d'échéance	2025	2024
Déventures non garanties – taux fixe de 6,51 % (2024 – 6,51 %)	2039	200	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,11 % (2024 – 4,11 %)	2028-2033	2 600	2 000
Billets subordonnés – taux fixe de 5,10 %	2055	750	—
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		1 515	2 216
Ajustement de la juste valeur – acquisition d'ITC		78	88
Total de la dette à long terme (note 26)		34 057	33 405
Moins : coûts de financement différés et escomptes sur la dette		(188)	(191)
Moins : tranche courante de la dette à long terme		(3 146)	(1 990)
		30 723	31 224

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 déventures 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 %.

Émissions importantes de titres d'emprunt à long terme en 2025	Mois d'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions de dollars)	Emploi du produit
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Février	5,90	2055	300 \$ US	(1) (2) (3)
Billets de premier rang non garantis	Octobre	5,38	2035	50 \$ US	(1) (3)
Central Hudson					
Billets de premier rang non garantis	Avril	(4)	(4)	70 \$ US	(1) (3)
Billets de premier rang non garantis	Novembre	(5)	(5)	80 \$ US	(3)
FortisBC Energy					
Déventures non garanties	Octobre	3,38	2030	200	(1)
FortisAlberta					
Déventures de premier rang non garanties	Juillet	4,76	2055	200	(1) (2) (3)
Newfoundland Power					
Obligations hypothécaires de premier rang	Août	4,91	2055	120	(1) (2) (3)
Maritime Electric					
Obligations hypothécaires de premier rang	Juillet	4,94	2055	120	(1) (2)
Fortis					
Billets de premier rang non garantis	Mars	4,09	2032	600	(1) (3)
Billets subordonnés non garantis	Septembre	5,10	2055	750	(1) (3)

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

2. Financement des dépenses d'investissement.

3. Aux fins générales de la Société.

4. Comprend les montants suivants : 20 millions de dollars américains à 5,61 % arrivant à échéance en 2035, 30 millions de dollars américains à 5,81 % arrivant à échéance en 2040 et 20 millions de dollars américains à 6,01 % arrivant à échéance en 2045.

5. Comprend les montants suivants : 15 millions de dollars américains à 5,25 % arrivant à échéance en 2035 et 65 millions de dollars américains à 5,90 % arrivant à échéance en 2045.

Comme l'illustre le tableau ci-dessus, Fortis a émis des billets subordonnés hybrides non garantis à taux fixe-fixe en 2025. Le taux d'intérêt sera rajusté le 4 décembre 2030 et tous les cinq ans par la suite, et correspondra au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada sur cinq ans alors en vigueur, majoré de 2,09 %, pourvu que le taux d'intérêt rajusté ne soit pas inférieur au taux d'intérêt initial, soit 5,10 %. Une tranche de 50 % de l'encours des billets subordonnés est considérée comme des capitaux propres par les agences de notation.

En janvier 2026, ITC a émis des billets de premier rang garantis d'un montant de 250 millions de dollars américains, qui comprennent des billets à 5,08 % d'une durée de 10 ans pour un montant de 125 millions de dollars américains et des billets à 5,71 % d'une durée de 20 ans pour un montant de 125 millions de dollars américains. Le produit a été affecté au remboursement d'emprunts sur les facilités de crédit, au financement des dépenses d'investissement et à d'autres fins générales de la Société.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

14. DETTE À LONG TERME (suite)

Remboursements sur la dette à long terme

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

(en millions de dollars)	Total
2026	3 146
2027	2 389
2028	1 880
2029	943
2030	1 714
Par la suite	23 985
	34 057

En décembre 2024, 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 de dollars. Fortis a aussi relancé le programme d'émission d'actions au cours du marché dans le cadre du prospectus préalable de base simplifié, lequel autorise la Société à émettre et à offrir au public, de temps à autre et à sa discrétion, des actions ordinaires pour un montant maximal de 500 millions de dollars à même les actions propres jusqu'au 10 janvier 2027. Au 31 décembre 2025, un montant de 500 millions de dollars était toujours disponible en vertu du programme d'émission d'actions au cours du marché, et un montant de 1,5 milliard de dollars demeurerait disponible en vertu du prospectus préalable de base simplifié.

Facilités de crédit

(en millions de dollars)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2025	2024
Total des facilités de crédit	4 196	1 577	5 773	6 342
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme ¹	(412)	—	(412)	(98)
Dette à long terme (y compris la tranche courante) ²	(1 515)	—	(1 515)	(2 216)
Lettres de crédit en cours	(83)	(22)	(105)	(102)
Facilités de crédit inutilisées	2 186	1 555	3 741	3 926

1. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 4,2 % (2024 – 6,1 %).

2. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 3,8 % (2024 – 4,6 %). La tranche courante se chiffrait à 707 millions de dollars (2024 – 1 860 millions de dollars).

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 20 % du total des facilités de crédit renouvelables de la Société. Une tranche d'environ 5,4 milliards de dollars du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2027 et 2030.

En avril 2025, FortisAlberta a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 250 millions de dollars à 300 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en avril 2030.

En mai 2025, la Société a modifié sa facilité de crédit à terme renouvelable engagée d'un montant de 1,3 milliard de dollars afin de proroger son échéance jusqu'en juillet 2030.

En septembre 2025, FortisUS Inc., une société de portefeuille qui est une filiale de Fortis, a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit à terme renouvelable non garantie de 150 millions de dollars américains jusqu'en octobre 2027. Aussi en septembre 2025, la Société a remboursé intégralement sa facilité de crédit à terme non renouvelable non garantie de 250 millions de dollars américains.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

14. DETTE À LONG TERME (suite)

Les facilités de crédit consolidées d'environ 5,8 milliards de dollars au 31 décembre 2025 sont présentées en détail ci-dessous :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Facilités de crédit renouvelables engagées non garanties		
Entreprises de services publics réglementés		
ITC ¹	1 000 \$ US	2028
UNS Energy	375 \$ US	2028
Central Hudson	250 \$ US	2029
FortisBC Energy	900	2030
FortisAlberta	300	2030
FortisBC Electric	200	2030
Autres entreprises d'électricité	285	(2)
Autres entreprises d'électricité	83 \$ US	2030
Siège social et autres	1 350	(3)
Autres facilités		
Entreprises de services publics réglementés		
Central Hudson – facilité de crédit non engagée	60 \$ US	s.o.
FortisBC Energy – facilité de crédit non engagée	55	2026
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.
Siège social et autres		
Facilité renouvelable non garantie	150 \$ US	2027
Facilité non renouvelable non garantie	22	s.o.

1. ITC dispose également d'un programme de papier commercial d'un montant de 400 millions de dollars américains, aux termes duquel un montant de 237 millions de dollars américains était en cours au 31 décembre 2025 (2024 – néant).
2. 90 millions de dollars en 2027, 65 millions de dollars en 2028 et 130 millions de dollars en 2030.
3. 50 millions de dollars en 2027 et 1,3 milliard de dollars en 2030.

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 25 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 30 ans.

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

(en millions de dollars)	2025	2024
Contrats de location simple		
Autres actifs	60	64
Créditeurs et autres passifs courants	(16)	(17)
Autres passifs	(44)	(47)
Contrats de location-financement¹		
Actifs réglementaires	145	142
Immobilisations corporelles, montant net	208	205
Créditeurs et autres passifs courants	(5)	(4)
Contrats de location-financement	(348)	(343)

1. 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 2025 et 2024

15. CONTRATS DE LOCATION (suite)

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024
Coût lié aux contrats de location simple	20	19
Coût lié aux contrats de location-financement :		
Amortissement	3	2
Intérêts	34	33
Coût variable lié aux contrats de location	25	21
Total du coût lié aux contrats de location	82	75

Au 31 décembre 2025, la valeur actualisée des paiements de loyers minimaux s'établissait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Contrats de location simple	Contrats de location-financement	Total
2026	19	38	57
2027	13	37	50
2028	7	38	45
2029	6	38	44
2030	5	38	43
Par la suite	21	936	957
	71	1 125	1 196
Moins : intérêts implicites	(11)	(772)	(783)
Total des obligations liées aux contrats de location	60	353	413
Moins : tranche courante	(16)	(5)	(21)
	44	348	392

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2025	2024
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location (en années)		
Contrats de location simple	7	7
Contrats de location-financement	30	31
Taux d'actualisation moyen pondéré (en %)		
Contrats de location simple	4,8	4,6
Contrats de location-financement	5,1	5,0

16. AUTRES PASSIFS

<i>(en millions de dollars)</i>	2025	2024
Avantages du personnel futurs (note 24)	429	446
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 3)	260	249
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 20)	145	113
Dépôts de clients et autres dépôts	118	128
Remise en état des centrales au gaz ¹	98	101
Régime de rémunération différée (note 9)	67	63
Contrats de location simple (note 15)	44	47
Dérivés (note 26)	31	66
Obligations liées à la remise en état de mines ²	25	40
Contrat de vente d'énergie au détail ³	14	20
Autres	44	41
	1 275	1 314

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

16. AUTRES PASSIFS (suite)

1. 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. 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).
2. 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 recouvrés auprès des clients, comme l'autorité de réglementation l'autorise.
3. FortisAlberta a conclu une entente avec un fournisseur d'énergie au détail, en vertu de laquelle elle agit à titre de détaillant par défaut pour les clients admissibles. Dans le cadre de cette entente, FortisAlberta a reçu un paiement initial, qui est amorti dans les produits sur la durée de l'entente, soit huit ans.

17. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

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

	2025			2024		
	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	BPA (en \$)	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)	Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	BPA (en \$)
BPA de base	1 714	503,5	3,40	1 606	495,0	3,24
Effet dilutif potentiel de la rémunération fondée sur des actions	—	0,2	—	—	0,2	—
BPA dilué	1 714	503,7	3,40	1 606	495,2	3,24

18. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Autorisé

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

Émises et en circulation	2025		2024	
Actions privilégiées de premier rang	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
Série F	5 000	122	5 000	122
Série G	9 200	225	9 200	225
Série H	7 903	194	7 665	188
Série I	2 097	51	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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

18. ACTIONS PRIVILÉGIÉES (suite)

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

Actions privilégiées de premier rang ^{1,2}	Taux de dividende (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	6,12	1,5308	2,13	1 ^{er} septembre 2028	25,00	—
Série H	4,18	1,0458	1,45	1 ^{er} juin 2030	25,00	Série I
Série K	5,47	1,3673	2,05	1 ^{er} mars 2029	25,00	Série L
Série M	5,49	1,3733	2,48	1 ^{er} décembre 2029	25,00	Série N
Taux variable rajusté ^{4,5}						
Série I	(5)	—	1,45	1 ^{er} juin 2030	25,00	Série H
Série L	—	—	—	—	—	Série K
Série N	—	—	—	—	—	Série M

1. Les porteurs ont droit à des dividendes trimestriels en trésorerie cumulatifs fixes ou variables au moment et de la manière indiqués par le conseil d'administration de la Société, payables en versements égaux le premier jour de chaque trimestre.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Le taux de dividende trimestriel variable sera rajusté tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.

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

19. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars)	Solde d'ouverture	Variation nette	Solde de clôture
2025			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	2 712	(990)	1 722
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(714)	54 ⁷	(660)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	18	(7)	11
	2 016	(943)	1 073
Autres			
Couvertures de taux d'intérêt (note 26)	72	(37)	35
(Pertes) profits latents au titre des avantages du personnel futurs (note 24)	(7)	5	(2)
(Charge) économie d'impôt sur le résultat	(14)	9	(5)
	51	(23)	28
Cumul des autres éléments du résultat global	2 067	(966)	1 101

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

19. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL (suite)

(en millions de dollars)	Solde d'ouverture	Variation nette	Solde de clôture
2024			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 059	1 653	2 712
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(452)	(262)	(714)
Économie d'impôt sur le résultat	4	14	18
	611	1 405	2 016
Autres			
Couvertures de taux d'intérêt (note 26)	62	10	72
(Pertes) profits latents au titre des avantages du personnel futurs (note 24)	(9)	2	(7)
Charge d'impôt sur le résultat	(11)	(3)	(14)
	42	9	51
Cumul des autres éléments du résultat global	653	1 414	2 067

1. Comprend la décomptabilisation de profits de change de 86 millions de dollars liés aux cessions en 2025 (note 21).

20. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Options sur actions

À compter du 1^{er} janvier 2022, la Société n'attribue plus d'options sur actions. Les options existantes visant l'achat d'actions ordinaires de la Société 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. La charge de rémunération fondée sur des options sur actions a été 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 en proportions égales sur la période d'acquisition des droits de quatre ans et une écriture de compensation est inscrite au surplus d'apport. Pour l'exercice d'options sur actions, Fortis émet des actions ordinaires sur le capital autorisé. Au moment de l'exercice, le produit est porté au crédit du capital social aux prix de l'option, et la juste valeur des options, antérieurement comptabilisée, est reclassée par transfert du surplus d'apport au capital social.

Au 31 décembre 2025, la Société avait 0,9 million d'options sur actions en circulation (2024 – 1,5 million) à un prix d'exercice moyen pondéré de 50,96 \$ (2024 – 48,96 \$). Au 31 décembre 2025, les droits relatifs à toutes les options sur actions étaient acquis (2024 – les options dont les droits étaient acquis s'élevaient à 1,4 million).

En 2025, 0,6 million d'options sur actions ont été exercées (2024 – 0,4 million) pour un produit en trésorerie de 28 millions de dollars (2024 – 15 millions de dollars) et une valeur intrinsèque réalisée par les porteurs d'options de 13 millions de dollars (2024 – 5 millions de dollars).

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.

À compter de 2024, pour toute année au cours de laquelle un membre du conseil atteint son objectif en matière d'actionnariat, il peut choisir de recevoir une tranche de sa rémunération fondée sur des titres de capitaux propres en trésorerie ou en actions ordinaires. La tranche restante est attribuée sous forme d'UAD. La tranche de la rémunération que le membre du conseil choisit de recevoir en actions ordinaires est réglée sur une base trimestrielle au moyen d'achats à la Bourse de Toronto ou à la Bourse de New York.

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

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

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

	2025	2024
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	241	241
Attribuées	20	29
Dividendes fictifs réinvestis	9	10
Réglées	(7)	(39)
Solde à la fin de l'exercice	263	241

La charge à payer a été comptabilisée selon le cours moyen pondéré en fonction des volumes respectifs au 31 décembre et incluse dans les autres passifs (note 16). La charge à payer, la charge de rémunération et la distribution en trésorerie pour 2025 et 2024 sont non significatives.

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 et donnent droit à des dividendes sur actions ordinaires fictifs proportionnels. Les UALR sont généralement réglées en trésorerie. La distribution en trésorerie est calculée à la fin de la période d'acquisition de trois ans et 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 %. Avec prise d'effet pour l'attribution de 2024, les UALR attribuées en vertu du régime d'intéressement général de la Société peuvent être réglées en trésorerie ou en actions ordinaires de la Société. Les UALR réglées en actions ordinaires le seront au moyen de l'émission d'actions ordinaires à même les actions propres.

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; 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; et iii) une mesure de la performance liée à la réduction des émissions de carbone ou au climat.

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

	2025	2024
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	2 171	1 942
Attribuées	811	788
Dividendes fictifs réinvestis	74	78
Réglées	(641)	(609)
Annulées/frappées de déchéance	(35)	(28)
Solde à la fin de l'exercice	2 380	2 171
Renseignements supplémentaires (en millions de dollars)		
Charge de rémunération comptabilisée	109	53
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	43	34
Distribution en trésorerie	39	44
Charge à payer aux 31 décembre ²	177	105
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	220	139

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 créditeurs 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

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

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, 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 en actions ordinaires de la Société. Avec prise d'effet pour l'attribution de 2024, les UAR attribuées en vertu du régime d'intéressement général de la Société peuvent être réglées en actions ordinaires de la Société. Les UAR réglées en actions ordinaires le seront au moyen de l'émission d'actions ordinaires à même les actions propres.

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

	2025	2024
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	1 201	1 079
Attribuées	463	464
Dividendes fictifs réinvestis	39	38
Réglées	(315)	(357)
Annulées/frappées de déchéance	(30)	(23)
Solde à la fin de l'exercice	1 358	1 201
Renseignements supplémentaires (en millions de dollars)		
Charge de rémunération comptabilisée	41	29
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	24	21
Distribution en trésorerie	19	19
Charge à payer aux 31 décembre ²	73	54
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	97	75

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 créditeurs 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.

Les règlements en actions n'ont pas été significatifs en 2025 et en 2024.

21. CESSIONS

Le 2 septembre 2025, Fortis a vendu la totalité de sa participation dans FortisTCl. À la suite de la vente, Fortis a comptabilisé une perte de 32 millions de dollars liée à l'impôt sur le résultat et aux frais de clôture, qui a été reflétée dans le secteur Siège social et autres.

Le 31 octobre 2025, Fortis a vendu la totalité de sa participation dans Fortis Belize et de sa participation de 33 % dans Belize Electricity. Fortis a comptabilisé une perte à la vente de 31 millions de dollars, qui a été reflétée dans le secteur Siège social et autres.

22. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

(en millions de dollars)	2025	2024
Composante capitaux propres de la PFUPC	174	139
Composante autre que le coût des services rendus du coût net des prestations de la période	80	73
Profit sur les dérivés, montant net	46	1
Produits d'intérêts ¹	43	64
Bénéfice lié à une participation	15	14
Profit (perte) de change, montant net	13	(10)
Perte sur les cessions avant impôt (note 21)	(32)	—
Autres	1	7
	340	288

1. Comprend les intérêts sur les dépôts à court terme, ainsi que les intérêts sur les reports réglementaires, y compris la CAAEC de TEP et d'UNS Electric.

23. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Actifs et passifs d'impôt différé

(en millions de dollars)	2025	2024
Actifs d'impôt différé, montant brut		
Passifs réglementaires	701	659
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	677	629
Avantages du personnel futurs	111	123
Autres	185	216
	1 674	1 627
Réduction de valeur	(25)	(50)
Actifs d'impôt différé, montant net	1 649	1 577
Passifs d'impôt différé, montant brut		
Immobilisations corporelles	(6 208)	(5 993)
Actifs réglementaires	(556)	(432)
Immobilisations incorporelles	(177)	(172)
	(6 941)	(6 597)
Passif d'impôt différé, montant net	(5 292)	(5 020)

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2025	2024
Au Canada		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	565	518
Impôt exigible	102	154
Impôt différé	(23)	(87)
Total au Canada	79 ¹	67
À l'étranger		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 789	1 656
Impôt exigible	39	38
Impôt différé	275	241
Total à l'étranger	314	279
Charge d'impôt sur le résultat	393	346

1. Comprend une charge d'impôt sur le résultat de 31 millions de dollars liée au rapatriement du produit de la cession de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity.

Rapprochement des taux et de la charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025		2024	
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	2 354		2 174	
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	353	15,0 %	326	15,0 %
Incidence fiscale provinciale ¹	50	2,1 %	24	1,1 %
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés	(47)	(2,0) %	(29)	(1,3) %
Autres ajustements	(9)	(0,4) %	(6)	(0,3) %
Incidence des taux d'imposition étrangers				
États-Unis				
Écart lié aux taux d'imposition prévus par la loi aux États-Unis et au Canada	150	6,4 %	132	6,1 %
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés	(61)	(2,6) %	(50)	(2,3) %
Crédits d'impôt	(28)	(1,2) %	(34)	(1,6) %
Autres territoires	(15)	(0,6) %	(17)	(0,8) %
Charge d'impôt sur le résultat et taux d'imposition effectif	393	16,7 %	346	15,9 %

1. L'incidence fiscale de cette catégorie est principalement attribuable à l'impôt provincial en Colombie-Britannique et en Alberta.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

23. Impôt sur le résultat (suite)

Reports en avant d'impôt¹

(en millions de dollars)	Expiration	2025
Au Canada		
Pertes autres qu'en capital	2028-2045	172
Autres crédits d'impôt et dépenses d'intérêts et de financement restreintes ²	2033-2045	89
		261
À l'étranger		
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États ³	2026-2045	143
Autres crédits d'impôt	2031-2045	273
		416
Total des reports en avant d'impôt comptabilisés		677

1. Les reports en avant d'impôt sont présentés après impôt.

2. Report en avant indéfini des dépenses d'intérêts et de financement restreintes.

3. Report en avant indéfini des pertes d'exploitation nettes du gouvernement fédéral et des états qui ont adopté les dispositions fédérales, en vigueur pour les années d'imposition ouvertes après le 31 décembre 2017.

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 2020 à 2025 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2021 à 2025, dans les territoires des États-Unis.

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS

Pour ce qui est des RPD 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 2022 pour Newfoundland Power, pour certains régimes de FortisBC Energy et de FortisBC Electric, ainsi que pour FortisAlberta et FortisOntario; du 31 décembre 2023 pour la Société; du 31 décembre 2024 pour les autres régimes de FortisBC Energy et de FortisBC Electric; et du 31 décembre 2025 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 RPD et des régimes d'AAPE, de même que les cotisations prévues, sont investis de façon prudente et économique afin de satisfaire du mieux possible aux obligations des régimes. L'objectif de placement est de maximiser le rendement afin d'optimiser la situation de capitalisation des régimes et de réduire au minimum les coûts pour la Société, évalués à la fois d'après les cotisations en trésorerie et la charge comptabilisée.

Répartition des actifs des régimes

(% moyen pondéré)	Répartition cible en		
	2025	2025	2024
Titres de participation	46	45	47
Titres à revenu fixe	46	47	45
Titres immobiliers	7	7	7
Trésorerie et autres	1	1	1
	100	100	100

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Juste valeur des actifs des régimes

(en millions de dollars)	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
2025				
Titres de participation	821	1 077	—	1 898
Titres à revenu fixe	291	1 736	—	2 027
Titres immobiliers	—	—	309	309
Trésorerie et autres	16	25	—	41
	1 128	2 838	309	4 275
2024				
Titres de participation	773	1 168	—	1 941
Titres à revenu fixe	268	1 561	—	1 829
Titres immobiliers	—	—	300	300
Trésorerie et autres	23	26	—	49
	1 064	2 755	300	4 119

1. Se reporter à la note 26 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 de dollars)	2025	2024
Solde au début de l'exercice	300	291
Rendement sur les actifs des régimes	7	5
Écart de change	(2)	3
Achats, ventes et règlements	4	1
Solde à la fin de l'exercice	309	300

Situation de capitalisation

(en millions de dollars)	RDP		Régimes d'AAPE	
	2025	2024	2025	2024
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Solde au début de l'exercice	3 440	3 347	603	596
Coûts des services	71	74	23	25
Cotisations des employés	19	17	4	4
Coût financier	171	161	30	29
Prestations versées	(189)	(181)	(34)	(35)
Pertes actuarielles (gains actuariels)	27	(115)	(18)	(49)
Modifications des régimes/crédits liés aux services passés	40	(3)	—	—
Écart de change	(84)	140	(19)	33
Solde à la fin de l'exercice ²	3 495	3 440	589	603
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	3 613	3 313	506	430
Rendement réel des actifs des régimes	331	249	66	50
Prestations versées	(180)	(174)	(28)	(31)
Cotisations des employés	19	17	4	4
Cotisations de l'employeur	54	57	7	14
Écart de change	(93)	151	(24)	39
Solde à la fin de l'exercice	3 744	3 613	531	506
Situation de capitalisation	249	173	(58)	(97)
Présentation du bilan				
Autres actifs (note 9)	474	395	174	156
Autres passifs courants (note 13)	(15)	(16)	(13)	(13)
Autres passifs (note 16)	(210)	(206)	(219)	(240)
	249	173	(58)	(97)

1. Les montants reflètent l'obligation au titre des prestations projetées pour les RPD 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 RPD s'établissait à 3 184 millions de dollars au 31 décembre 2025 (2024 – 3 144 millions de dollars).

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Pour les RPD dont l'obligation au titre des prestations projetées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2025, l'obligation s'élevait à 1 020 millions de dollars, comparativement à des actifs des régimes de 840 millions de dollars (2024 – 1 668 millions de dollars et 1 460 millions de dollars, respectivement).

Pour les RPD dont l'obligation au titre des prestations constituées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2025, l'obligation s'élevait à 170 millions de dollars, comparativement à des actifs des régimes de 41 millions de dollars (2024 – 195 millions de dollars et 62 millions de dollars, 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 2025, l'obligation s'élevait à 268 millions de dollars, comparativement à des actifs des régimes de 46 millions de dollars (2024 – 296 millions de dollars et 44 millions de dollars, respectivement).

Coût net des prestations¹

(en millions de dollars)	RPD		Régimes d'AAPE	
	2025	2024	2025	2024
Coûts des services	71	74	23	25
Coût financier	171	161	30	29
Rendement prévu des actifs des régimes	(214)	(221)	(28)	(26)
Amortissement des gains actuariels	(15)	(1)	(33)	(17)
Amortissement des crédits liés aux services passés/modifications des régimes	—	(1)	(1)	(1)
Ajustements réglementaires	(2)	(1)	8	2
	11	11	(1)	12

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.

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

(en millions de dollars)	RPD		Régimes d'AAPE	
	2025	2024	2025	2024
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) non amortis	6	11	(10)	(11)
Coûts des services passés non amortis	2	1	4	6
(Économie) charge d'impôt sur le résultat	(2)	(3)	1	1
Cumul des autres éléments du résultat global	6	9	(5)	(4)
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes	(25)	46	(296)	(283)
Modifications des régimes/crédits liés aux services passés	39	(1)	(1)	(2)
Autres reports réglementaires	9	12	(1)	4
	23	57	(298)	(281)
Actifs réglementaires (note 8)	192	235	—	—
Passifs réglementaires (note 8)	(169)	(178)	(298)	(281)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net	23	57	(298)	(281)

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

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

(en millions de dollars)	RPD		Régimes d'AAPE	
	2025	2024	2025	2024
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes	(5)	(1)	1	(1)
Coûts des (crédits liés aux) services passés /modifications des régimes	1	—	(2)	—
Charge d'impôt sur le résultat	1	—	—	—
Total comptabilisé dans le résultat global	(3)	(1)	(1)	(1)
Gains actuariels nets	(90)	(142)	(45)	(72)
Modifications des régimes	39	—	—	—
Amortissement des gains actuariels	16	1	23	16
Amortissement des crédits liés aux services passés	1	1	1	1
Écart de change	3	(2)	9	(12)
Ajustements réglementaires	(3)	23	(5)	2
Total comptabilisé au titre des passifs réglementaires	(34)	(119)	(17)	(65)

Hypothèses principales

(% moyen pondéré)	RPD		Régimes d'AAPE	
	2025	2024	2025	2024
Taux d'actualisation aux 31 décembre ¹	5,24	5,25	5,36	5,43
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ²	6,29	6,51	5,80	6,05
Taux de croissance de la rémunération	3,39	3,52	—	—
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé aux 31 décembre ³	—	—	4,40	4,53

1. Le taux d'actualisation utilisé au cours de l'exercice était de 5,25 % pour les RPD (2024 – 4,84 %) et de 5,43 % pour les régimes d'AAPE (2024 – 4,96 %). 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. Elaboré 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 projeté pour 2026 est de 6,60 % et devrait diminuer au cours des 10 prochaines années pour s'établir à 4,40 % en 2035 et demeurer à ce niveau par la suite.

Versements de prestations prévus

(en millions de dollars)	RPD	Régimes d'AAPE
2026	202 \$	32 \$
2027	205	32
2028	209	33
2029	216	34
2030	222	35
2031-2035	1 152	194

Au cours de 2026, la Société prévoit verser des cotisations de 52 millions de dollars aux RPD et de 10 millions de dollars aux régimes d'AAPE.

En 2025, la Société a passé en charges un montant de 63 millions de dollars (2024 – 58 millions de dollars) aux fins des régimes de retraite à cotisations définies.

25. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	2025	2024
Exercices clos les 31 décembre		
Sommes versées (reçues)		
Intérêts	1 469	1 361
Impôt sur le résultat		
Au Canada	63	(34)
À l'étranger	(33)	17
	30	(17)
Variation du fonds de roulement		
Débiteurs et autres actifs courants	(52)	(2)
Charges payées d'avance	(12)	(21)
Stocks	(45)	(73)
Actifs réglementaires – tranche courante	(94)	93
Créditeurs et autres passifs courants	195	115
Passifs réglementaires – tranche courante	(110)	56
	(118)	168
Activités de financement sans effet sur la trésorerie		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	461	434
Aux 31 décembre		
Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie		
Dépenses d'investissement courues	725	722
Apports sous forme d'aide à la construction	11	14

26. 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.

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. 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, pourraient s'avérer peu fiables pour prédire le bénéfice consolidé futur ou les flux de trésorerie consolidés futurs de la Société.

Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité, 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, tel qu'il est permis par les autorités de réglementation. Au 31 décembre 2025, des pertes latentes de 135 millions de dollars (2024 – 175 millions de dollars) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 37 millions de dollars (2024 – 41 millions de dollars) avaient été comptabilisés à titre de passifs réglementaires.

26. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

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. Les profits et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2025, des profits de 39 millions de dollars (2024 – 48 millions de dollars) 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 et/ou en actions futurs prévus de certaines obligations liées à la rémunération fondée sur des actions. Ces swaps ont une valeur nominale combinée de 136 millions de dollars et des durées d'au plus trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2028. 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 2025, des profits latents de 24 millions de dollars (2024 – 12 millions de dollars) 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 septembre 2027 et ont une valeur nominale combinée de 448 millions de dollars américains. 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 2025, des profits latents de 17 millions de dollars (2024 – pertes latentes de 17 millions de dollars) ont été comptabilisés dans les autres produits, montant net.

Contrats de taux d'intérêt

ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt d'une durée de cinq ans dont la valeur nominale combinée totalisait 755 millions de dollars américains, lesquels seront utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié aux émissions de titres d'emprunt prévues. La juste valeur est évaluée au moyen d'une méthode d'actualisation des flux de trésorerie fondée sur le Secured Overnight Financing Rate (le « taux SOFR »). Les profits et les pertes latents liés aux variations de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et seront reclassés en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur la durée de la dette. En 2025, des pertes latentes de 5 millions de dollars américains (2024 – profits latents de 4 millions de dollars américains) ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Swaps de devises et de taux d'intérêt

La Société détient des swaps de devises et de taux d'intérêt, qui arrivent à échéance en 2029, afin de convertir efficacement ses billets de premier rang non garantis à 4,43 % d'un montant de 500 millions de dollars en une dette d'un montant de 391 millions de dollars américains portant intérêt au taux de 4,34 %. La Société a désigné ce montant notionnel de la dette libellée en dollars américains à titre de couverture efficace de ses investissements nets dans des établissements à l'étranger, et les profits et les pertes latents découlant des variations des taux de change sur le montant notionnel de la dette libellée en dollars américains sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et reflètent l'écart de conversion lié aux investissements nets dans des établissements à l'étranger. Les autres variations de la juste valeur des swaps sont également comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, mais elles sont exclues de l'évaluation de l'efficacité de la couverture. La juste valeur est évaluée au moyen d'une méthode d'actualisation des flux de trésorerie fondée sur le taux SOFR. En 2025, des profits latents de 9 millions de dollars (2024 – pertes latentes de 29 millions de dollars) ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024

26. 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 qui sont comptabilisés à la juste valeur sur une base récurrente.

(en millions de dollars)	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
Au 31 décembre 2025				
Actifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	—	51	—	51
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	—	4	—	4
Swaps sur rendement total et contrats de change ²	—	37	—	37
Autres placements ⁴	190	—	—	190
	190	92	—	282
Passifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	—	(149)	—	(149)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(2)	—	(2)
Contrats de taux d'intérêt et swaps de devises et de taux d'intérêt ⁵	—	(23)	—	(23)
	—	(174)	—	(174)
Au 31 décembre 2024				
Actifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	—	63	—	63
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	—	7	—	7
Swaps sur rendement total et contrats de taux d'intérêt ²	—	16	—	16
Autres placements ⁴	150	—	—	150
	150	86	—	236
Passifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	—	(197)	—	(197)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(2)	—	(2)
Contrats de change et swaps de devises et de taux d'intérêt ⁵	—	(45)	—	(45)
	—	(244)	—	(244)

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 dans le poste Débiteurs et autres actifs courants ou dans le 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. UNS Energy détient des placements dans des comptes du marché monétaire, tandis qu'ITC et Central Hudson détiennent des placements en fiducie associés aux régimes de retraite complémentaires destinés à certains employés, qui comprennent des fonds communs de placement et des comptes du marché monétaire. La juste valeur de ces placements est incluse dans le poste Trésorerie et équivalents de trésorerie et dans le poste Autres actifs, et les profits et les pertes sont comptabilisés dans le poste Autres produits, montant net.
5. Inclus dans le poste Créditeurs et autres passifs courants ou dans le 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 de dollars)	Montant brut comptabilisé dans le bilan	Compensation de soldes de contrepartie des contrats d'énergie	Garanties en trésorerie fournies/(reçues)	Montant net
Au 31 décembre 2025				
Actifs dérivés	55	(29)	15	41
Passifs dérivés	(151)	29	—	(122)
Au 31 décembre 2024				
Actifs dérivés	70	(30)	15	55
Passifs dérivés	(199)	30	—	(169)

26. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2025, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à diverses dates jusqu'en 2030. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

	2025	2024
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	890	774
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	395	430
Swaps sur gaz (en PJ)	183	236
Contrats d'approvisionnement en gaz (en PJ)	147	105
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 430	1 499
Swaps sur gaz (en PJ)	2	3

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. Ces clients affichent des notations de première qualité, et le risque de crédit est en outre géré au moyen de l'exigence par Midcontinent Independent System Operator 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.

Central Hudson a enregistré une hausse des débiteurs à la suite de la suspension des activités de recouvrement initialement requises en raison de la pandémie de COVID-19. Central Hudson continue de collaborer avec les clients au sujet des soldes impayés, et les activités de recouvrement continuent de s'intensifier. En vertu de son cadre réglementaire, Central Hudson peut différer les radiations de créances non recouvrables qui excèdent les montants qui seront recouvrés à même les tarifs facturés aux clients.

ITC, UNS Energy, Central Hudson, FortisBC Energy et Fortis sont exposées à un risque de crédit découlant du risque de défaut des contreparties à leurs contrats 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, Central Hudson et FortisBC Energy 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 99 millions de dollars au 31 décembre 2025 (2024 – 117 millions de dollars).

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 et de Caribbean Utilities est le 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 entre le dollar américain et le dollar canadien. La Société réduit cette exposition au moyen d'instruments de couverture.

Au 31 décembre 2025, une tranche de 1,9 milliard de dollars américains (2024 – 2,2 milliards de dollars américains) 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 13,2 milliards de dollars américains (2024 – 12,6 milliards de dollars américains) 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.

26. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE (suite)

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 2025, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 34,1 milliards de dollars (2024 – 33,4 milliards de dollars), comparativement à une juste valeur estimative de 32,3 milliards de dollars (2024 – 31,3 milliards de dollars).

27. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2025, les obligations fermes d'achat minimal s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Total	1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Obligations d'achat de gaz et de combustible ¹	6 592	908	689	586	491	416	3 502
Contrats d'achat d'énergie renouvelable ²	2 374	158	174	173	165	173	1 531
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta ³	2 307	58	59	60	61	63	2 006
Obligations d'achat d'électricité ⁴	1 135	251	156	129	127	124	348
Convention de servitudes avec ITC ⁵	342	14	14	14	14	14	272
Entente d'IAC de UNS Energy ⁶	269	110	143	16	—	—	—
Convention de recouvrement de créances ⁷	96	3	3	3	3	3	81
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁸	50	18	6	6	5	5	10
Autres ⁹	122	27	12	9	9	2	63
	13 287	1 547	1 256	996	875	800	7 813

1. *FortisBC Energy (5 295 millions de dollars)* : comprend des contrats de 2 737 millions de dollars visant l'achat de gaz naturel renouvelable arrivant à échéance en 2047 et des contrats de 2 558 millions de dollars visant l'achat de gaz, de gaz 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 2025. Les obligations d'approvisionnement en gaz naturel renouvelable présentées reflètent le prix contractuel par gigajoule convenu entre la Société et les fournisseurs.

UNS Energy (1 190 millions de dollars) : 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 2025. 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 2048.

2. *TEP et UNS Electric* sont parties à des contrats d'achat d'énergie renouvelable 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 ententes comprennent des engagements d'achat qui sont conditionnels à ce que les promoteurs commencent l'exploitation commerciale des centrales de production, lesquelles devraient être mises en service en 2026 et en 2027. Les montants constituent les paiements futurs estimatifs.

3. *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.

4. *Maritime Electric (496 millions de dollars)* : 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 (314 millions de dollars) : 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 (271 millions de dollars) : 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.

5. ITC est partie à une convention avec Consumers Energy, le principal client de METC, qui accorde à la société une servitude pour le transport de l'électricité ainsi que des droits de passage, des droits de jouissance, des intérêts en fief et des permis associés aux terrains que les lignes de transport traversent. La convention est en vigueur jusqu'en décembre 2050 et est assujettie à dix renouvellements automatiques 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.

6. UNS Electric a conclu une entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (« IAC ») relativement à l'aménagement de quatre turbines à gaz à la centrale Black Mountain, lesquelles devraient entrer en service en 2028.

7. Maritime Electric est partie à une convention de recouvrement de créances avec PEI Energy Corporation pour le coût en capital initial des câbles sous-marins et des pièces associées de l'interconnexion du système de transport du Nouveau-Brunswick. Les paiements en vertu de la convention, laquelle expire en février 2056, sont recouverts à même les tarifs facturés aux clients.

8. 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.

9. Comprend les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les ententes sur les actifs à utilisation commune et les services partagés.

27. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (suite)

Autres engagements

En vertu d'un cadre de financement conclu avec les gouvernements de l'Ontario et du Canada, Fortis a fourni l'apport minimal requis en capitaux propres d'approximativement 165 millions de dollars à Wataynikaneyap Power, 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. Wataynikaneyap Power a conclu des conventions d'emprunt pour financer la construction. Le financement aux fins de l'exploitation à long terme devrait remplacer le financement aux fins de la construction. Dans l'éventualité où un prêteur en vertu des conventions d'emprunt réaliserait la garantie sur les emprunts, Fortis pourrait être tenue de fournir des apports en capitaux propres additionnels, 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 de dollars.

UNS Energy a obtenu des garanties de bonne fin dans le cadre d'ententes de production conjointe visant Four Corners et Luna qui arriveront à expiration entre 2041 et 2046 respectivement, et des garanties de bonne fin liées aux activités de démantèlement à San Juan et 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 San Juan et 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 343 millions de dollars est prévu. Au 31 décembre 2025, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

TEP a conclu un contrat d'approvisionnement en énergie pour servir un client devant être situé sur le territoire de service de TEP. Le contrat, qui prévoit une demande énergétique potentielle d'environ 300 MW, a été approuvé par l'ACC en décembre 2025, mais demeure assujéti à d'autres éventualités contractuelles. La première phase devrait être opérationnelle aussi tôt qu'en 2027, et les travaux continueront jusqu'en 2029. À l'heure actuelle, TEP prévoit servir le client à même sa capacité existante et prévue, y compris au moyen de ses projets solaire et de stockage d'énergie dans des batteries en cours.

TEP et UNS Electric ont conclu des ententes préalables de transport de gaz à long terme afin d'obtenir un approvisionnement en gaz naturel fiable. Les ententes visent l'aménagement d'un nouveau pipeline devant être détenu et exploité par un tiers. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises et d'autres conditions, le pipeline devrait entrer en service en 2029. Lorsque l'exploitation commerciale du pipeline sera commencée, TEP et UNS Electric concluront des ententes de services de transport de gaz assorties d'engagements d'achat estimatifs de 1,9 milliard de dollars américains sur une période de 25 ans.

Éventualité

En novembre 2023, une explosion et un incendie ont eu lieu à une résidence située à Wappingers Falls, dans l'État de New York, alors qu'un entrepreneur effectuait un travail sur une infrastructure de gaz naturel de Central Hudson adjacente à la résidence. Des actions au civil réclamant des dommages-intérêts pour des préjudices corporels et des dommages aux biens et des dommages-intérêts punitifs demeurent en instance. Combinées, ces questions pourraient impliquer des montants importants, mais, selon les faits connus à ce jour, la direction ne peut estimer la perte éventuelle; elle est toutefois d'avis que le règlement final n'aura pas d'incidence défavorable significative sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie de la Société.