



St. John's (T.-N.-L.) – le 14 février 2025

FORTIS INC. PRÉSENTE SES RÉSULTATS POUR LE QUATRIÈME TRIMESTRE ET L'EXERCICE 2024

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 bien 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 2024¹.

Faits saillants

- Un bénéfice net annuel de 1,6 milliard de dollars, ou 3,24 \$ par action ordinaire, enregistré pour 2024.
- Un bénéfice net ajusté par action ordinaire² de 3,28 \$ pour l'exercice, en hausse par rapport à 3,09 \$ en 2023, ce qui représente une croissance³ de 6 %.
- Des dépenses d'investissement² de 5,2 milliards de dollars, générant une croissance annuelle de la base tarifaire³ de 6 %.
- Les projets de la tranche 2.1 ont été approuvés par MISO; ITC estime maintenant que les investissements se situeront entre 3,7 milliards de dollars américains et 4,2 milliards de dollars américains. La majeure partie de ces investissements devrait être effectuée après 2029.
- Une hausse du dividende sur les actions ordinaires de 4,2 % au quatrième trimestre, ce qui marque la 51^e hausse annuelle consécutive.

« En 2024, Fortis a continué d'enregistrer une croissance solide de son BPA et de sa base tarifaire », a déclaré David Hutchens, président et chef de la direction de Fortis Inc. Nous avons mis en œuvre un programme d'investissement de 5,2 milliards de dollars tout en surpassant les moyennes du secteur sur les plans de la sécurité et de la fiabilité, et nous sommes une fois de plus reconnus comme un chef de file en matière de gouvernance. »

« Nous demeurons déterminés à poursuivre sur notre lancée, tandis que nous mettons en œuvre notre programme d'investissement sur cinq ans de 26 milliards de dollars afin de soutenir nos prévisions annuelles de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % jusqu'en 2029, a ajouté M. Hutchens. La vigueur de Fortis émane du dévouement et du travail acharné de nos gens, et nous apprécions les efforts qu'ils ont déployés pour faire de 2024 une autre année de succès. »

Bénéfice net

En 2024, la Société a affiché un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (le « bénéfice net ») de 1,6 milliard de dollars, ou 3,24 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,5 milliard de dollars, ou 3,10 \$ par action ordinaire, en 2023. La croissance du bénéfice est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos services publics. Les nouveaux tarifs facturés aux clients de Tucson Electric Power (« TEP »), avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, et de Central Hudson, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024, de même qu'un ajustement défavorable de l'impôt différé comptabilisé par ITC en 2023, ont aussi contribué à la croissance du bénéfice. 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 gain de 10 millions de dollars réalisé à la cession d'Aitken Creek en 2023. La comptabilisation d'une obligation de remboursement en ce qui a trait à ITC en 2024 en raison de la réduction du taux de rendement des capitaux propres ordinaires (« RCP ») de base de Midcontinent Independent System Operator (« MISO »), qui reflète en grande partie l'incidence rétroactive sur des périodes antérieures, a également eu une incidence défavorable sur le bénéfice. L'augmentation du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation, attribuable au régime de réinvestissement des dividendes de la Société, a aussi eu une incidence sur le bénéfice par action ordinaire.

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

2. Mesures non conformes aux PCGR des États-Unis – Fortis se sert de mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). 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 et les perspectives 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.

Le bénéfice net s'est établi à 396 millions de dollars, ou 0,79 \$ par action ordinaire, au quatrième trimestre de 2024, comparativement à 381 millions de dollars, ou 0,78 \$ par action ordinaire, à la période correspondante de 2023. L'augmentation s'explique par la croissance de la base tarifaire et les nouveaux tarifs facturés aux clients de Central Hudson entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2024. L'entrée en vigueur des nouveaux tarifs facturés pour les clients de Central Hudson a modifié le calendrier de recouvrement des tarifs trimestriel par rapport aux coûts connexes, ce qui s'est traduit par une hausse des produits et du bénéfice pour le quatrième trimestre de 2024. L'augmentation du bénéfice a été contrebalancée par une obligation de remboursement comptabilisée en ce qui a trait à ITC, par les pertes latentes sur les contrats dérivés et par le profit réalisé à la cession d'Aitken Creek en 2023, tel qu'il est expliqué ci-dessus. La baisse du bénéfice en Arizona, qui découle de la hausse des charges d'exploitation, a également eu une incidence défavorable sur le bénéfice du quatrième trimestre par rapport à l'exercice précédent. Le bénéfice net par action ordinaire a également subi l'incidence d'une hausse du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires.

Bénéfice net ajusté²

Le bénéfice net ajusté attribuable aux actionnaires ordinaires (le « bénéfice net ajusté ») s'est chiffré à 1,6 milliard de dollars, ou 3,28 \$ par action ordinaire, en 2024, en hausse de 124 millions de dollars, ou 0,19 \$ par action ordinaire, par rapport à 2023. Le bénéfice net ajusté reflète la suppression des éléments que la direction exclut de son processus de prise de décisions clés et de son évaluation des résultats d'exploitation. Le bénéfice net de 2024 a été ajusté afin d'exclure l'incidence défavorable de 20 millions de dollars sur des périodes antérieures liée à la diminution du RCP de base de MISO. Le bénéfice net de 2023 a été ajusté afin d'exclure l'incidence favorable nette de 4 millions de dollars de la cession d'Aitken Creek et de réévaluation des actifs d'impôt différé en ce qui concerne ITC. L'augmentation du bénéfice net ajusté en 2024 reflète ces éléments, ainsi que les autres facteurs dont il est question à la rubrique « Bénéfice net »⁴.

Le bénéfice net ajusté s'est établi à 416 millions de dollars, ou 0,83 \$ par action ordinaire, au quatrième trimestre de 2024, en hausse de 66 millions de dollars, ou 0,11 \$ par action ordinaire, par rapport à la période correspondante de 2023. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2024 a été ajusté afin d'exclure l'incidence du RCP de base de MISO de 20 millions de dollars sur des périodes antérieures, tel qu'il est mentionné précédemment. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2023 a été ajusté pour exclure la cession d'Aitken Creek, y compris les incidences sur le calendrier de la date d'entrée en vigueur de la cession, soit le 31 mars 2023. L'augmentation du bénéfice net ajusté au quatrième trimestre reflète essentiellement ces éléments, ainsi que les autres facteurs dont il est question à la rubrique « Bénéfice net ».

Dépenses d'investissement²

Les dépenses d'investissement se sont élevées à 5,2 milliards de dollars en 2024. La hausse des investissements de croissance est attribuable aux investissements liés au projet de pipeline d'Eagle Mountain pour FortisBC Energy, aux projets relatifs à la fiabilité du transport pour ITC et à la construction des projets de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner pour TEP. Les dépenses d'investissement ont permis d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, laquelle s'est établie à 39,0 milliards de dollars, ce qui représente une croissance de 6 % par rapport à 2023³.

En 2024, la construction du projet Wataynikaneyap Transmission Power a été achevée. Le projet a permis de raccorder 17 collectivités des Premières Nations au réseau électrique de l'Ontario. Ces collectivités disposaient auparavant d'un accès inefficace et peu fiable à de l'électricité produite au diesel, ce qui menaçait leur bien-être économique et social et limitait leurs occasions de croissance. La ligne de transport appartient en majorité à 24 Premières Nations, tandis que Fortis détient une participation de 39 %.

Le programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029 de la Société, d'un montant de 26,0 milliards de dollars, affiche une hausse de 1,0 milliard de dollars par rapport au programme sur cinq ans précédent. L'augmentation est attribuable aux projets liés au plan de transport sur grande distance de MISO et aux investissements en matière de résilience d'ITC, de même qu'aux investissements dans la distribution, principalement attribuables à la croissance de la clientèle en ce qui concerne FortisAlberta.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la dette liée aux services publics réglementés. Les produits des actions 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, demeure disponible et procure une souplesse de financement au besoin.

4. La cession d'Aitken Creek n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net ajusté et le bénéfice par action de l'exercice.

Les projets liés au plan de transport sur grande distance de MISO continuent de progresser. Le total des investissements liés à la tranche 1 prévus pour ITC demeurent dans la fourchette de 1,4 milliard de dollars américains à 1,8 milliard de dollars américains jusqu'en 2030, dont une tranche de 1,2 milliard de dollars américains est incluse dans le programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029. En décembre 2024, MISO a approuvé les projets de la tranche 2.1. ITC estime maintenant que les dépenses d'investissement se situeront entre 3,7 milliards de dollars américains et 4,2 milliards de dollars américains pour les projets de la tranche 2.1 situés au Michigan et au Minnesota, où des droits de premier refus sont en vigueur, ainsi que pour les projets nécessitant des mises à niveau des réseaux en Iowa, qui ne font pas l'objet d'appels d'offres concurrentiels. La majeure partie des investissements liés à la tranche 2.1 devrait être effectuée après 2029.

Mises à jour réglementaires

En octobre 2024, la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») a émis une ordonnance établissant le RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport exerçant leurs activités dans la région de MISO, y compris ITC. L'ordonnance a donné lieu à la révision du RCP de base des entreprises de services publics d'ITC dans la région de MISO, qui est passé de 10,02 % à 9,98 %, et exige certains remboursements, avec intérêts, d'ici le 1^{er} décembre 2025. La quote-part de 80,1 % revenant à Fortis de l'incidence connexe sur le bénéfice après impôt s'est chiffrée à environ 22 millions de dollars, dont une tranche de 20 millions de dollars a trait à des périodes antérieures au 1^{er} janvier 2024.

En décembre 2024, l'Arizona Corporation Commission (l'« ACC ») a approuvé l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule qui permet aux entreprises de services publics de proposer des tarifs établis selon une formule intégrant un mécanisme d'ajustement annuel lors de demandes de révision des tarifs futures. Le régime de tarifs établis selon une formule devrait améliorer la stabilité des tarifs pour les clients, tout en réduisant le décalage attribuable à la réglementation et le nombre de facteurs d'ajustement des tarifs existants. En janvier 2025, à la suite de l'approbation, par l'ACC, de l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule susmentionné, UNS Gas a déposé des documents supplémentaires dans le cadre de sa demande tarifaire générale afin de proposer un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs. Le calendrier et l'issue de cette instance sont inconnus.

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 26,0 milliards de dollars de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 39,0 milliards de dollars en 2024 à 53,0 milliards de dollars d'ici 2029, ce qui se traduit par un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 6,5 %³.

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 liée à l'énergie plus propre; les investissements dans le transport liés aux tranches 1, 2.1 et 2.2 du plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional à New York; des investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les infrastructures liées aux solutions de gaz naturel renouvelable et de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements visant la croissance de la demande et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

Fortis prévoit que la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2029, et elle se fonde à cet égard sur les hypothèses et les facteurs significatifs énumérés à la rubrique « Informations prospectives ».

Fortis a réduit ses émissions directes de gaz à effet de serre (« GES ») de 34 % par rapport à l'année de référence 2019, et son objectif est de réduire ces émissions de 50 % d'ici 2030 et de 75 % d'ici 2035, et ce, à l'échelle de la Société. L'objectif supplémentaire de la Société visant à éliminer ses émissions nettes directes de GES d'ici 2050 vient renforcer l'engagement de Fortis à poursuivre la décarbonation à long terme, tout en continuant d'axer ses efforts sur la fiabilité et l'abordabilité. La capacité de la Société d'atteindre les objectifs en matière de GES pourrait être touchée par les politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial, ainsi que par des facteurs externes, y compris une croissance importante de la clientèle et de la demande et le développement de technologies d'énergie propre.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR des États-Unis

Périodes closes les 31 décembre (en millions de dollars, sauf le bénéfice par action)	Trimestres			Exercices		
	2024	2023	Écart	2024	2023	Écart
Bénéfice net ajusté						
Bénéfice net	396	381	15	1 606	1 506	100
Éléments d'ajustement :						
Décision sur le RCP de base de MISO d'octobre 2024 ⁵	20	—	20	20	—	20
Cession d'Aitken Creek ⁶	—	(31)	31	—	(15)	15
Perte (profit) latent résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés ⁷	—	—	—	—	2	(2)
Réévaluation des actifs d'impôt différé ⁸	—	—	—	—	9	(9)
Bénéfice net ajusté	416	350	66	1 626	1 502	124
BPA de base ajusté (en \$)	0,83	0,72	0,11	3,28	3,09	0,19
Dépenses d'investissement						
Entrées d'immobilisations corporelles	1 629	1 189	440	5 012	3 986	1 026
Entrées d'immobilisations incorporelles	64	61	3	206	183	23
Élément d'ajustement :						
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁹	—	51	(51)	29	160	(131)
Dépenses d'investissement	1 693	1 301	392	5 247	4 329	918

À propos de Fortis

Fortis, dont les produits atteignaient 12 milliards de dollars en 2024, et le total de l'actif, 73 milliards de dollars au 31 décembre 2024, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés bien diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord. Les employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 800, servent des clients du secteur des services publics dans 5 provinces canadiennes, 10 États américains et 3 pays des Caraïbes.

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 2025 à 2029; les sources de financement prévues pour le programme d'investissement, y compris la source prévue du produit des actions ordinaires; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris les investissements d'ITC liés aux tranches 1 et 2.1 du plan de transport sur grande distance de MISO; le calendrier, l'issue et l'incidence prévus des instances et décisions judiciaires et réglementaires; les prévisions relatives à la base tarifaire et à la croissance de la base tarifaire jusqu'en 2029; la nature, le calendrier et les avantages prévus d'autres occasions 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 liée à l'énergie plus propre, les investissements dans le transport liés aux tranches 1, 2.1 et 2.2 du plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional à New York; des investissements en matière

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. La vente d'Aitken Creek a eu lieu le 1^{er} novembre 2023, et sa date d'entrée en vigueur est le 31 mars 2023. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'ajustement représente les éléments suivants : i) le profit à la cession de 10 millions de dollars, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 13 millions de dollars; et ii) le bénéfice net lié à Aitken Creek de 5 millions de dollars, comptabilisé conformément aux PCGR des États-Unis, pour la période tampon allant du 31 mars 2023 au 1^{er} novembre 2023, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 2 millions de dollars. Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, l'ajustement représente les éléments suivants : i) le profit à la cession de 10 millions de dollars; et ii) le bénéfice lié à Aitken Creek de 21 millions de dollars pour la période tampon, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 9 millions de dollars, y compris les montants initialement inclus dans le bénéfice net ajusté des deuxième et troisième trimestres de 2023 avant la clôture de la transaction.

7. Représente l'incidence de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek jusqu'au 31 mars 2023, date de prise d'effet de la cession, déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 1 million de dollars.

8. Représente la réévaluation des actifs d'impôt différé découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés dans l'État de l'Iowa.

9. 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.

de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les infrastructures liées aux solutions de gaz naturel renouvelable et de gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements visant la croissance de la demande et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres; 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 2029; l'objectif d'élimination des émissions nettes directes de GES d'ici 2050; les objectifs de réduction des émissions directes de GES d'ici 2030 et 2035 et l'incidence éventuelle des politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial et d'autres facteurs, y compris une croissance importante de la clientèle et de la demande et le développement de technologies d'énergie propre, sur la capacité de la Société d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES.

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 : le caractère raisonnable de l'issue des instances judiciaires et réglementaires, ainsi que les perspectives de stabilité réglementaire; 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 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 2024

Une téléconférence et une webdiffusion auront lieu le 14 février 2025, 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 2024 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 1.844.763.8274, tandis que les personnes qui se trouvent dans d'autres pays peuvent y participer en composant le 1.647.484.8814. 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 14 mars 2025. Veuillez composer le 1.855.669.9658 ou le 1.412.317.0088, puis entrer le code d'accès 9850557#.

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	5	Structure du capital et notations	20
Résultats d'exploitation	7	Programme d'investissement	21
Performance des unités d'exploitation	8	Risques d'affaires	25
ITC	8	Questions comptables	34
UNS Energy	9	Instruments financiers	37
Central Hudson	9	Dettes à long terme et autres	37
FortisBC Energy	10	Dérivés	37
FortisAlberta	10	Principales informations financières annuelles	40
FortisBC Electric	11	Résultats du quatrième trimestre	41
Autres entreprises d'électricité	11	Sommaire des résultats trimestriels	43
Siège social et autres	11	Transactions entre parties liées et intersociétés	44
Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis	12	Évaluation des contrôles et procédures par la direction	44
Faits saillants en matière de réglementation	13	Perspectives	45
Situation financière	15	Informations prospectives	45
Situation de trésorerie et sources de financement	15	Glossaire	47
Besoins en flux de trésorerie	15	États financiers consolidés annuels	F-1

En date du 13 février 2025

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 2024 et est assujéti à la mise en garde présentée à la rubrique « Informations prospectives » à la page 45. 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 1,37 et de 1,35 pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, respectivement; ii) un taux de 1,44 et de 1,32 aux 31 décembre 2024 et 2023, respectivement; iii) un taux moyen de 1,40 et 1,36 pour les trimestres clos les 31 décembre 2024 et 2023, respectivement; et iv) un taux de 1,30 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 47.

À PROPOS DE FORTIS

Fortis (TSX/NYSE : FTS), dont les produits ont été de 12 milliards de dollars en 2024 et dont le total de l'actif s'élevait à 73 milliards de dollars au 31 décembre 2024, compte parmi les plus importantes entreprises de services publics réglementés bien diversifiées dans le secteur de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord.

Les entreprises de services publics réglementés comptent pour la quasi-totalité des actifs de la Société. Les employés de la Société, dont le nombre s'élève à 9 800, servent 3,5 millions de clients du secteur des services publics dans 5 provinces canadiennes, 10 États américains et 3 pays des Caraïbes. Au 31 décembre 2024, 66 % des actifs de la Société étaient situés aux États-Unis, 31 %, au Canada et 3 %, dans les Caraïbes. Les activités aux États-Unis représentaient 57 % des produits de la Société en 2024, les activités au Canada, 38 %, et les activités dans les Caraïbes, 5 %.

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

Rapport de gestion

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); Caribbean Utilities (entreprise intégrée d'électricité – Île Grand Caïman); et FortisTCL (entreprise intégrée d'électricité – Îles Turks et Caicos). Fortis détient également une participation en actions dans Wataynikanepap Power (transport d'électricité – Ontario) et dans Belize Electricity (entreprise intégrée d'électricité – Belize). L'unique entreprise non réglementée de la Société est Fortis Belize (trois installations de production hydroélectrique – Belize). L'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek, en Colombie-Britannique, a été vendue le 1^{er} novembre 2023, avec prise d'effet le 31 mars 2023.

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. La principale raison d'être de la Société est d'assurer un avenir énergétique plus propre. 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 2024.

APERÇU DE LA PERFORMANCE

Principales mesures financières

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2024	2023	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires			
Réel	1 606	1 506	100
Ajusté ¹	1 626	1 502	124
BPA de base (en \$)			
Réel	3,24	3,10	0,14
Ajusté ¹	3,28	3,09	0,19
Dividendes			
Versés par action ordinaire (en \$)	2,39	2,29	0,10
Ratio de distribution réel (en %)	73,6	73,7	(0,1)
Ratio de distribution ajusté (en %) ¹	72,7	73,9	(1,2)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	495,0	486,3	8,7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 882	3 545	337
Dépenses d'investissement ¹	5 247	4 329	918

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

Bénéfice et BPA

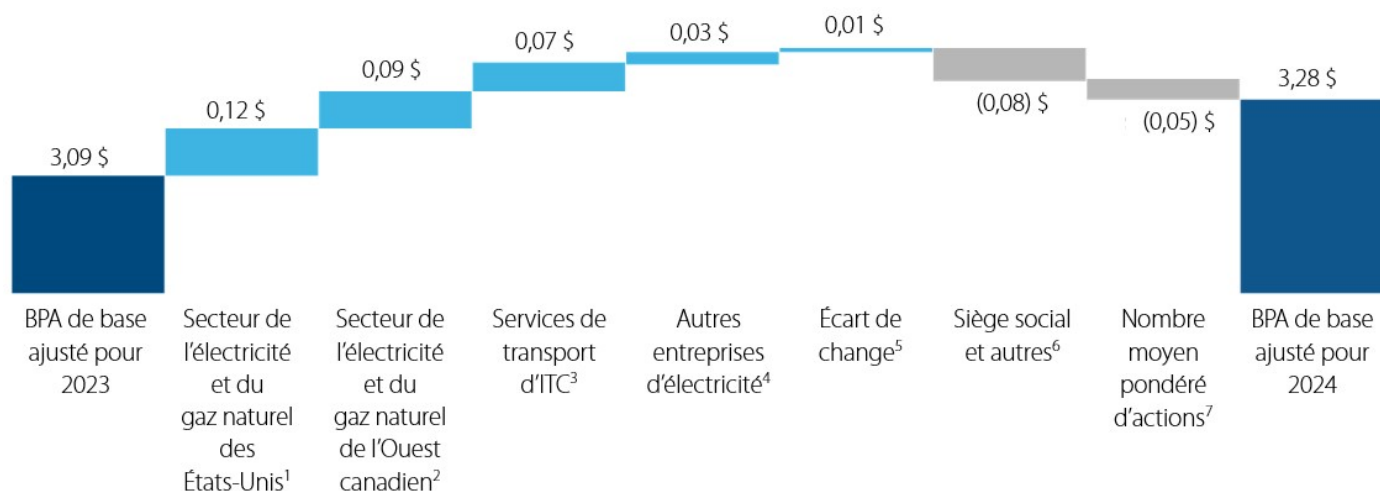
Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 100 millions de dollars par rapport à 2023. Cette augmentation est attribuable aux éléments suivants : i) une croissance de la base tarifaire; ii) une hausse du bénéfice en Arizona, qui s'explique surtout par les nouveaux tarifs facturés 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 et 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 gain 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.

Rapport de gestion

Outre les facteurs susmentionnés ayant influé sur le bénéfice, la variation du BPA reflète aussi 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 ont augmenté de 124 millions de dollars et de 0,19 \$, 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.

VARIATIONS DU BPA DE BASE AJUSTÉ



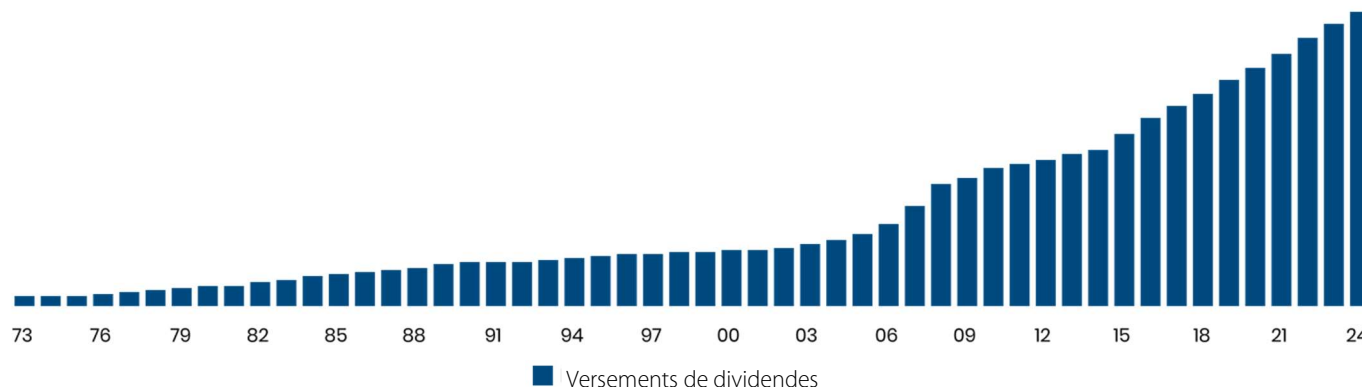
1. Comprend UNS Energy et Central Hudson. Reflète la hausse du bénéfice d'UNS Energy découlant des nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, d'une hausse des crédits d'impôt à la production et des marges favorables sur les ventes en gros, facteurs contrebalancés en partie par l'augmentation des charges d'exploitation. Reflète aussi la hausse du bénéfice de Central Hudson découlant de la croissance de la base tarifaire et des nouveaux tarifs facturés aux clients de même que l'augmentation du RCP autorisé avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024, facteurs contrebalancés en partie par des ajustements favorables liés à une ordonnance réglementaire comptabilisés en 2023.
2. Comprend FortisBC Energy, FortisAlberta et FortisBC Electric. Reflète essentiellement la croissance de la base tarifaire ainsi que la hausse du bénéfice de FortisAlberta découlant de l'augmentation du RCP autorisé, d'une hausse des frais liés à la demande et de la croissance de la clientèle, facteurs contrebalancés en partie par une hausse des charges d'exploitation.
3. Reflète essentiellement la croissance de la base tarifaire, partiellement contrebalancée par l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille.
4. Reflète principalement la croissance de la base tarifaire et la hausse des ventes d'électricité.
5. Reflète le taux de change moyen de 1,37 \$ CA pour 1,00 \$ US en 2024, comparativement à 1,35 \$ CA pour 1,00 \$ US en 2023, partiellement contrebalancé par une perte de change liée à la réévaluation des passifs libellés en dollars américains au taux de 1,44 \$ CA pour 1,00 \$ US au 31 décembre 2024.
6. Reflète l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille et les pertes latentes sur les contrats dérivés, contrebalancées en partie par la hausse de la production hydroélectrique au Belize.
7. Nombre moyen pondéré d'actions de 495,0 millions en 2024, contre 486,3 millions en 2023.

Dividendes

Fortis a payé un dividende de 0,615 \$ par action ordinaire au quatrième trimestre de 2024, une hausse de 4,2 % par rapport à 0,59 \$ pour chacun des quatre trimestres précédents. Cette hausse marque la 51^e hausse annuelle consécutive du dividende versé. Le ratio de distribution ajusté s'est établi à 73 % pour 2024, et à un taux moyen de 76 % pour la période de cinq ans allant de 2020 à 2024.

Fortis vise une croissance annuelle du dividende d'environ 4 % à 6 % jusqu'en 2029. Se reporter à la rubrique « Perspectives » à la page 45.

51^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	14,1	6,1	8,4	10,3

1. Rendement total pour l'actionnaire annualisé au 31 décembre 2024 selon Bloomberg.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

La hausse de 337 millions de dollars des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est attribuable aux éléments suivants : i) la hausse du bénéfice en trésorerie, qui reflète la croissance de la base tarifaire, de même que les nouveaux tarifs facturés aux clients et l'augmentation des ventes en ce qui concerne TEP; et ii) la hausse du recouvrement des coûts transférés aux clients en ce qui concerne UNS Energy. Les dépôts reçus relativement à la construction du projet de pipeline d'Eagle Mountain et la réception d'un remboursement d'impôt sur le résultat en ce qui concerne FortisBC Energy ont aussi eu une incidence favorable sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par les éléments suivants : i) le calendrier des coûts transférés dans les tarifs facturés aux clients et d'autres variations des soldes du fonds de roulement en ce qui a trait à FortisBC Energy; ii) le calendrier des frais de transport transférés aux clients en ce qui a trait à FortisAlberta; iii) la hausse des paiements d'intérêts; et iv) la cession d'Aitken Creek en novembre 2023, dont l'apport aux flux de trésorerie s'est élevé à environ 110 millions de dollars en 2023.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont élevées à 5,2 milliards de dollars en 2024, ce qui est conforme aux attentes et supérieur de 0,9 milliard de dollars aux dépenses de 2023. L'augmentation par rapport à 2023 est principalement attribuable aux investissements liés au projet de pipeline d'Eagle Mountain pour FortisBC Energy, aux dépenses liées à divers projets relatifs à la fiabilité du transport pour ITC et à la construction des projets de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner pour UNS 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.

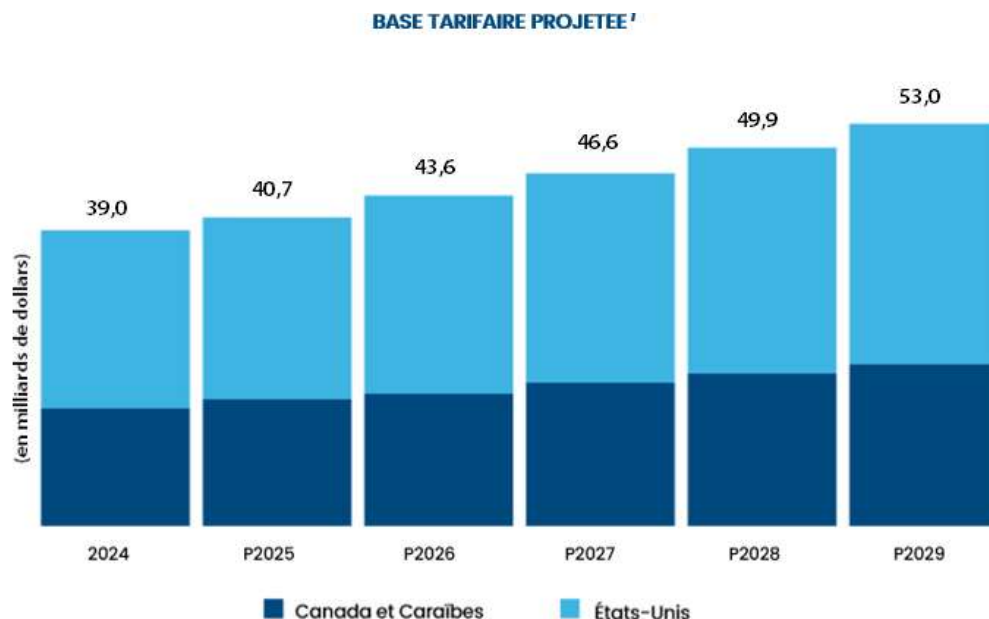
Nouveau programme d'investissement sur cinq ans

Le programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029 de la Société, le plus important de son histoire, se chiffre à 26,0 milliards de dollars, soit 1,0 milliard de dollars de plus que le précédent programme sur cinq ans. L'augmentation est attribuable aux projets liés au plan de transport sur grande distance de MISO et aux investissements en matière de résilience d'ITC, de même qu'aux investissements dans la distribution, principalement attribuables à la croissance de la clientèle en ce qui concerne FortisAlberta. 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.

Rapport de gestion

Le programme d'investissement devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de l'émission de titres d'emprunt par les entreprises de services publics réglementés. Les produits des actions 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, demeure disponible et procure une 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 39,0 milliards de dollars en 2024 à 53,0 milliards de dollars d'ici 2029, ce qui se traduit par un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 6,5 %.



1. Reflète un taux de change moyen de 1,37 \$ CA pour 1,00 \$ US pour 2024 et un taux de change de 1,30 \$ CA pour 1,00 \$ US pour la période allant de 2025 à 2029. 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 1,1 milliard de dollars au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

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 liée à l'énergie plus propre, les investissements dans le transport liés aux tranches 1, 2.1 et 2.2 du plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional à New York; des investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les infrastructures de gaz naturel renouvelable et de GNL en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements visant la croissance de la demande et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres 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 besoins en matière de sécurité énergétique, des répercussions des changements climatiques, de la transition vers une énergie plus propre et de la croissance prévue de la demande découlant des centres de données, du secteur de la fabrication et de l'électrification. 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, et bon nombre d'entre eux continuent de soutenir la transition vers une énergie plus propre. La conjugaison 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 des transports et des systèmes de chauffage continue de croître et offre une autre occasion de réduire les émissions de carbone, tout en augmentant la production et l'efficacité du réseau.

La résilience du réseau occupe une place de plus en plus importante en raison de l'intensité et de la fréquence accrues des phénomènes météorologiques, tels que la chaleur et le froid 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 climatiques et à redevenir fonctionnels 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, et deviendra essentielle 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. En outre, l'adoption à plus grande échelle du GNR et, à plus long terme, de l'hydrogène contribuera elle aussi à la réduction des émissions de carbone. Les entreprises de services publics de la Société sont bien positionnées et participent activement à la poursuite de ces occasions qui se traduiront par d'importantes dépenses d'investissement, particulièrement en ce qui concerne ITC et UNS Energy et l'Ouest Canadien.

Les nouvelles technologies stimulent le changement dans les territoires de service de la Société. 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 technologies opérationnelles plus performantes permettent aux entreprises de services publics d'obtenir des données détaillées sur la consommation d'énergie, de réaliser des inspections plus précises et de recueillir des renseignements prédictifs relatifs à l'entretien, ce qui contribue à améliorer l'efficacité et la fiabilité dans le cadre de la livraison d'électricité. 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.

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. Fortis est un partenaire d'Energy Impact Partners, un fonds de capital-risque stratégique qui investit dans des technologies, des produits, des services et des modèles économiques inédits qui transforment le secteur. La Société participe également à la Low Carbon Resources Initiative, une collaboration entre l'EPRI et GTI Energy, de même qu'avec d'autres grandes entreprises de services publics, afin de développer et de présenter les technologies énergétiques à faibles émissions de carbone, voire carboneutres, nécessaires pour permettre la décarbonation. Fortis s'est également jointe à l'initiative Climate READi de l'EPRI, qui regroupe des entreprises de services publics, des autorités de réglementation, des décideurs et d'autres intervenants nord-américains qui concentrent leurs efforts sur l'élaboration d'un cadre de pratiques exemplaires à l'échelle du secteur pour la gestion du risque physique lié au climat.

L'engagement envers la clientèle revêt de l'importance pour les entreprises de services publics à mesure que les attentes des clients évoluent. En effet, les clients veulent prendre des décisions éclairées en matière d'énergie et jouer un rôle actif dans la livraison de leur énergie. Ils s'attendent également à un service personnalisé, à des options de libre-service adaptées, ainsi qu'à davantage de communications numériques en temps réel. Pour faire face à ces changements, les entreprises de services publics de Fortis renforcent les systèmes d'information, adoptent des technologies numériques, y compris l'IA, et mettent de l'avant de nouvelles approches modernes pour stimuler l'engagement de la clientèle. Parallèlement, la hausse des investissements dans la cybersécurité est une priorité continue compte tenu des menaces qui évoluent rapidement. Des mises à niveau des systèmes de sécurité physique sont également nécessaires pour faire face aux nouveaux défis. Ces progrès et défis technologiques offrent des occasions d'investissements stratégiques pour les entreprises de services publics de Fortis.

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 tout en collaborant de façon constructive avec les autorités de réglementation et toutes les parties prenantes pour 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, la croissance de la demande et la transition vers une énergie propre dans l'ensemble de la zone de couverture de la Société.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	2024	2023	Écart	
			Change	Autres
Produits	11 508	11 517	108	(117)
Coûts de l'approvisionnement énergétique	3 249	3 771	32	(554)
Charges d'exploitation	3 040	2 889	29	122
Amortissements	1 927	1 773	16	138
Autres produits, montant net	288	291	(10)	7
Charges financières	1 406	1 305	13	88
Charge d'impôt sur le résultat	346	360	1	(15)
Bénéfice net	1 828	1 710	7	111
Bénéfice net attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	148	137	2	9
Actionnaires privilégiés	74	67	—	7
Actionnaires ordinaires	1 606	1 506	5	95
Bénéfice net	1 828	1 710	7	111

Produits

La diminution des produits, déduction faite du change, s'explique par la baisse des coûts transférés à même 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 (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes », à la page 13), 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 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.

Coûts de l'approvisionnement énergétique

La baisse des coûts de l'approvisionnement énergétique, déduction faite du change, tient principalement à la diminution du coût des produits de base, surtout en ce qui a trait à FortisBC Energy, Central Hudson et 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.

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 ainsi qu'aux nouveaux taux d'amortissement approuvés pour TEP en septembre 2023 dans le cadre de sa demande tarifaire générale.

Autres produits, montant net

Les autres produits, déduction faite du change, sont demeurés relativement stables par rapport à 2023. L'augmentation des autres produits découlant de la hausse de la PFUPC à UNS Energy et à FortisBC Energy a été largement contrebalancée par le profit avant impôt comptabilisé en 2023 à la vente d'Aitken Creek et les pertes nettes latentes sur les contrats dérivés.

Charges financières

L'augmentation des charges financières, déduction faite du change, est attribuable à la hausse de la dette en vue de financer le programme d'investissement de la Société, ainsi qu'à la hausse des taux d'intérêt sur les nouvelles émissions de titres d'emprunt.

Charge d'impôt sur le résultat

La diminution de la charge d'impôt sur le résultat, déduction faite du change, s'explique par la hausse des crédits d'impôt à la production en ce qui concerne UNS Energy et par un ajustement défavorable de l'impôt différé de 9 millions de dollars comptabilisé par ITC en 2023 à la suite de la réduction du taux d'imposition des sociétés dans l'État de l'Iowa. La diminution a été contrebalancée en partie par la hausse du bénéfice avant impôt.

Bénéfice net

Se reporter à la rubrique « Aperçu de la performance – Bénéfice et BPA » à la page 3.

PERFORMANCE DES UNITÉS D'EXPLOITATION

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)	2024	2023	Écart	
			Change ¹	Autres
Entreprises de services publics réglementés				
ITC	542	508	8	26
UNS Energy	448	400	6	42
Central Hudson	128	105	3	20
FortisBC Energy	293	274	—	19
FortisAlberta	181	162	—	19
FortisBC Electric	72	68	—	4
Autres entreprises d'électricité ²	163	146	—	17
	1 827	1 663	17	147
Activités non réglementées				
Siège social et autres ³	(221)	(157)	(12)	(52)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 606	1 506	5	95

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, Wataynikanepap Power, Caribbean Utilities, FortisTCl et Belize Electricity.
3. Comprend les charges des activités de société de portefeuille non réglementées et le bénéfice tiré des actifs de production visés par des contrats à long terme au Belize. Comprend aussi le bénéfice d'Aitken Creek jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession.

ITC

(en millions de dollars)	2024	2023	Écart	
			Change	Autres
Produits ¹	2 229	2 085	33	111
Bénéfice ¹	542	508	8	26

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 a été contrebalancée en partie par 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 (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes », à la page 13).

Bénéfice

La hausse du bénéfice, déduction faite du change, s'explique surtout par la croissance de la base tarifaire et par un ajustement défavorable de l'impôt différé de 9 millions de dollars comptabilisé par ITC en 2023 à la suite de la réduction du taux d'imposition des sociétés dans l'État de l'Iowa. Cette hausse a été contrebalancée en partie par les éléments suivants : i) la réduction du RCP de base de MISO, qui est passé de 10,02 % à 9,98 %, mentionnée précédemment, qui s'est traduite par une diminution de 22 millions de dollars du bénéfice en 2024, dont une tranche de 20 millions de dollars est liée à l'incidence de l'application rétroactive à des périodes antérieures; et ii) l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille.

UNS Energy

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2024	2023	Écart	
			Change	Autres
Ventes au détail d'électricité (en GWh)	10 870	10 786	—	84
Ventes en gros d'électricité (en GWh) ¹	5 810	5 387	—	423
Ventes de gaz (en PJ)	17	17	—	—
Produits	3 007	3 006	45	(44)
Bénéfice	448	400	6	42

1. Principalement des ventes en gros à court terme.

Ventes

L'augmentation des ventes au détail d'électricité est principalement attribuable aux températures plus chaudes et aux ajouts de clients.

L'augmentation des ventes en gros d'électricité s'explique par l'augmentation des ventes en gros à court terme attribuable aux conditions du marché, contrebalancée en partie par la baisse des ventes en gros à long terme liée à l'expiration de certains contrats. 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 ont été stables par rapport à celles enregistrées en 2023.

Produits

La diminution des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable aux éléments suivants : i) la baisse des produits tirés des ventes en gros, qui s'explique surtout par les prix défavorables sur les ventes en gros à court terme; ii) 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; et iii) la baisse des produits tirés du transport. Cette diminution a été contrebalancée en partie par les nouveaux tarifs pour les clients de TEP entrés en vigueur le 1^{er} septembre 2023.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, découle en grande partie i) des nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, à la suite de la conclusion de la demande tarifaire générale, ii) de la hausse des crédits d'impôt à la production liés à l'installation de production Oso Grande, et iii) de la hausse des marges sur les ventes en gros à long terme. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par : i) la hausse de la dotation à l'amortissement découlant des nouveaux taux d'amortissement aussi approuvés dans le cadre de la demande tarifaire; ii) la hausse des charges d'exploitation, qui reflète les coûts liés à la main-d'œuvre et une hausse des travaux d'entretien prévus dans les installations de production en 2024, et iii) la baisse des produits tirés du transport.

Central Hudson

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2024	2023	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	5 060	4 921	—	139
Ventes de gaz (en PJ)	25	24	—	1
Produits	1 372	1 360	22	(10)
Bénéfice	128	105	3	20

Ventes

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

Les ventes de gaz sont demeurées relativement stables par rapport à celles enregistrées en 2023.

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.

Rapport de gestion

Produits

La diminution des produits, déduction faite du change, est principalement attribuable au transfert aux clients de la baisse des coûts d'approvisionnement énergétique découlant des prix des produits de base, facteur contrebalancé par la conclusion de la demande tarifaire générale de 2024 de Central Hudson et l'ajustement connexe des tarifs facturés aux clients, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024. Les ajustements favorables liés à une ordonnance réglementaire comptabilisés en 2023, qui ne se sont pas reproduits en 2024, ont aussi contribué à la diminution des produits.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, s'explique par la croissance de la base tarifaire et les nouveaux tarifs facturés aux clients, qui reflètent l'ajustement des coûts et la hausse du RCP autorisé entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2024. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par des ajustements favorables liés à une ordonnance réglementaire comptabilisés en 2023, qui ne se sont pas reproduits en 2024.

FortisBC Energy

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2024	2023	Écart
Ventes de gaz (en PJ)	220	213	7
Produits	1 665	1 955	(290)
Bénéfice	293	274	19

Ventes

L'augmentation des ventes de gaz est essentiellement attribuable à la hausse de la consommation moyenne des clients industriels, résidentiels et commerciaux.

Produits

La diminution des produits tient principalement au recouvrement de coûts des produits de base transférés aux clients moins élevés et à l'utilisation normale des mécanismes réglementaires.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice est principalement attribuable à la hausse des investissements nets dans des actifs réglementés.

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)

	2024	2023	Écart
Livraisons d'électricité (en GWh)	17 324	16 976	348
Produits	817	738	79
Bénéfice	181	162	19

Livraisons

L'augmentation des livraisons d'électricité est essentiellement attribuable aux ajouts de clients et à la hausse de la consommation moyenne des clients du secteur industriel.

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

L'augmentation des produits est attribuable aux éléments suivants : i) la croissance de la base tarifaire, y compris les variations liées à la troisième période d'application de la TAR, qui a commencé le 1^{er} janvier 2024; ii) l'augmentation du RCP autorisé, qui est passé de 8,50 % à 9,28 %, comme l'a approuvé l'AUC, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2024; et iii) la hausse des frais liés à la demande pour les clients industriels et commerciaux, de même que les ajouts de clients.

Bénéfice

La hausse du bénéfice est principalement attribuable à l'augmentation du RCP autorisé, à la croissance de la base tarifaire, de même qu'à la hausse des frais liés à la demande et aux ajouts de clients, tel qu'il est expliqué précédemment. Cette hausse a été contrebalancée en partie par l'augmentation des charges d'exploitation, qui se rapporte essentiellement aux besoins opérationnels, y compris la hausse des coûts de la main-d'œuvre, découlant de la croissance de la clientèle.

Rapport de gestion

FortisBC Electric

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2024	2023	Écart
Ventes d'électricité (en GWh)	3 513	3 478	35
Produits	545	528	17
Bénéfice	72	68	4

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique par la hausse de la consommation moyenne des clients industriels, partiellement contrebalancée par la baisse de la consommation moyenne des clients commerciaux.

Produits

L'augmentation des produits est principalement attribuable à la hausse des ventes d'électricité et à la croissance de la base tarifaire, de même qu'à la hausse des coûts d'approvisionnement énergétique recouverts auprès des clients. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'utilisation normale de mécanismes réglementaires.

Bénéfice

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

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

Autres entreprises d'électricité

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2024	2023	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh)	9 879	9 753	—	126
Produits	1 838	1 761	8	69
Bénéfice	163	146	—	17

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité s'explique principalement 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 est principalement attribuable à la conversion des systèmes de chauffage résidentiels du pétrole à l'électricité dans l'est du Canada et à l'accroissement des activités liées au tourisme dans les Caraïbes.

Produits

L'augmentation des produits, déduction faite du change, est attribuable à la croissance de la base tarifaire, à la hausse des ventes d'électricité et au transfert aux clients de la hausse des coûts d'approvisionnement énergétique.

Bénéfice

L'augmentation du bénéfice, déduction faite du change, s'explique principalement par la croissance de la base tarifaire et la hausse des ventes d'électricité.

Siège social et autres

(en millions de dollars)

	2024	2023	Écart	
			Change	Autres
Ventes d'électricité (en GWh) ¹	215	164	—	51
Produits ²	35	84	—	(49)
Perte nette ³	(221)	(157)	(12)	(52)

1. Reflète les ventes d'électricité à Fortis Belize.

2. Comprend les produits de Fortis Belize et les produits d'Aitken Creek jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession.

3. Comprend les charges des activités de la société de portefeuille non réglementées, le bénéfice lié à Fortis Belize, et le bénéfice lié à Aitken Creek jusqu'au 1^{er} novembre 2023, soit la date de cession.

Ventes

L'augmentation des ventes d'électricité reflète la hausse de la production hydroélectrique au Belize en raison des précipitations.

Produits

La diminution des produits reflète la cession d'Aitken Creek en novembre 2023, contrebalancée en partie par la hausse de la production hydroélectrique au Belize.

Perte nette

L'augmentation de la perte nette s'explique par les éléments suivants : i) l'augmentation des charges financières de la société de portefeuille; ii) les pertes nettes latentes sur les contrats dérivés, qui reflètent les pertes sur les contrats de change contrebalancées par les profits sur les swaps de rendement total; et iii) le profit de 10 millions de dollars à la cession d'Aitken Creek, comptabilisé en 2023. L'augmentation de la perte nette a été en partie contrebalancée par la hausse de la production d'hydroélectricité au Belize.

L'incidence du change de 12 millions de dollars est principalement attribuable à la réévaluation des passifs libellés en dollars américains à la suite de la dépréciation importante du dollar canadien par rapport au dollar américain au quatrième trimestre de 2024.

MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

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

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

Les dépenses d'investissement comprennent les entrées d'immobilisations corporelles et les entrées d'immobilisations incorporelles telles qu'elles sont présentées dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie. Elles comprennent également la quote-part de 39 % 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)	2024	2023	Écart
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté, BPA de base ajusté et ratio de distribution ajusté			
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 606	1 506	100
Éléments d'ajustement :			
Décision sur le RCP de base de MISO d'octobre 2024 ¹	20	—	20
Cession d'Aitken Creek ²	—	(15)	15
Perte latente résultant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés ³	—	2	(2)
Réévaluation des actifs d'impôt différé ⁴	—	9	(9)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté	1 626	1 502	124
BPA de base ajusté ⁵ (en \$)	3,28	3,09	0,19
Ratio de distribution ajusté ⁶ (en %)	72,7	73,9	(1,2)
Dépenses d'investissement			
Entrées d'immobilisations corporelles	5 012	3 986	1 026
Entrées d'immobilisations incorporelles	206	183	23
Élément d'ajustement :			
Projet Wataynikaneyap Transmission Power ⁷	29	160	(131)
Dépenses d'investissement	5 247	4 329	918

1. 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 (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes », à la page 13), déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 7 millions de dollars, qui est incluse dans le secteur ITC.

2. Aitken Creek a été vendue le 1^{er} novembre 2023, et la date d'entrée en vigueur est le 31 mars 2023. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, l'ajustement représente les éléments suivants : i) le profit à la cession de 10 millions de dollars, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 13 millions de dollars; et ii) le bénéfice net lié à Aitken Creek de 5 millions de dollars, comptabilisé conformément aux PCGR des États-Unis, pour la période tampon allant du 31 mars 2023 au 1^{er} novembre 2023, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 2 millions de dollars, inclus dans le secteur Siège social et autres.

3. Représente l'incidence de la comptabilisation à la valeur de marché des dérivés liés au gaz naturel d'Aitken Creek jusqu'au 31 mars 2023, date de prise d'effet de la cession, déduction faite de l'économie d'impôt sur le résultat de 1 million de dollars, qui est incluse dans le secteur Siège social et autres.

4. Représente la réévaluation des actifs d'impôt différé découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés dans l'État de l'Iowa, qui est incluse dans le secteur ITC.

5. Calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires ajusté par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, qui s'est établi à 495,0 millions en 2024 (2023 – 486,3 millions).

6. Calculé en divisant les dividendes versés par action ordinaire, soit 2,39 \$ en 2024 (2023 – 2,29 \$), par le BPA de base ajusté.

7. 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 Caraïbes sont réglementées par les autorités de réglementation et gouvernementales.

Des renseignements additionnels sur la réglementation et les questions de réglementation analysées ci-après sont fournis à la note 2 des états financiers annuels de 2024. Se reporter également à la rubrique « Risques d'affaires – Réglementation des services publics » à la page 26.

Questions réglementaires importantes

ITC

RCP de base de MISO : En 2022, la Cour d'appel du District de Columbia a publié une décision annulant certaines ordonnances émises par la FERC qui avaient établi la méthode de calcul du RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport exerçant leurs activités dans la région de MISO, y compris ITC, et a renvoyé la question à la FERC pour qu'elle poursuive le processus. Cette question découle de plaintes déposées à la FERC en 2013 et en 2015, qui contestaient le RCP de base de MISO alors en vigueur.

En octobre 2024, la FERC a émis une ordonnance mettant fin à l'utilisation du modèle de la prime de risque pour le calcul du RCP de base; les autres changements à la méthode sont maintenus. La mise à jour de la méthode a donné lieu à une révision du RCP de base, qui est passé de 10,02 % à 9,98 %. Le RCP maximal, compte tenu des incitatifs, ne doit pas excéder 12,58 %. L'ordonnance exige aussi certains remboursements, avec intérêts, d'ici décembre 2025, relativement à la période de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 et, sur une base prospective, à la période débutant en septembre 2016. Un passif réglementaire de 39 millions de dollars (27 millions de dollars américains) au titre des remboursements a été comptabilisé par ITC au 31 décembre 2024. La quote-part de 80,1 % revenant à Fortis de l'incidence connexe sur le bénéfice après impôt s'est chiffrée à environ 22 millions de dollars, dont une tranche de 20 millions de dollars a trait à des périodes antérieures au 1^{er} janvier 2024.

Certains propriétaires de lignes de transport exerçant leurs activités dans la région de MISO, y compris ITC, ont déposé une demande de nouvelle audience auprès de la FERC en novembre 2024, puis interjeté appel de l'ordonnance devant la Cour d'appel du District de Columbia en janvier 2025. Les demandes de nouvelle audience et d'appel portent principalement sur la période de remboursement et les intérêts connexes. Le calendrier et l'issue de ces demandes sont inconnus.

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. Même si le calendrier et l'issue de cette instance demeurent inconnus pour l'instant, chaque variation de 10 points de base du RCP d'ITC a une incidence d'environ 0,01 \$ sur le BPA annuel de Fortis.

Droit de premier refus des propriétaires de lignes de transport : En décembre 2023, la Cour de district de l'Iowa a décidé que la façon dont la loi relative au droit de premier refus de l'Iowa avait été adoptée était inconstitutionnelle. La loi accordait aux propriétaires de lignes de transport d'électricité titulaires, y compris ITC, un droit de premier refus visant la construction, la propriété et l'entretien de certains actifs de transport d'électricité dans l'État. La Cour de district n'a pas statué sur le bien-fondé du droit de premier refus en tant que tel, mais a émis une injonction permanente empêchant ITC et d'autres entités de prendre des mesures supplémentaires relativement à la construction des projets liés à la tranche 1 du plan de transport sur grande distance de MISO en Iowa en s'appuyant sur le droit de premier refus.

La décision de MISO à l'égard de l'attribution des projets liés à la tranche 1 du plan de transport sur grande distance a été finalisée le 25 juillet 2022. MISO est la seule entité chargée de déterminer les projets qui feront l'objet d'appels d'offres concurrentiels conformément à son tarif. En mai 2024, MISO a entrepris un processus d'analyse des écarts en raison de l'empêchement de construire une partie des projets liés à la tranche 1 du plan de transport sur grande distance en Iowa découlant de l'injonction prononcée par la Cour de district. En août 2024, MISO a terminé l'analyse des écarts, laquelle a confirmé l'attribution initiale des projets à ITC et aux autres propriétaires de lignes de transport titulaires. Une tranche d'environ 800 millions de dollars américains des dépenses d'investissement liées à la première tranche du plan de transport sur grande distance de MISO en Iowa est reflétée dans le programme d'investissement de Fortis pour la période allant de 2025 à 2029. Bien que les résultats du processus d'analyse des écarts de MISO montrent qu'ITC peut aller de l'avant avec l'aménagement de sa partie des projets liés à la tranche 1 du plan de transport sur grande distance en Iowa, diverses actions en justice, dont le calendrier et l'issue sont inconnus, sont en cours relativement à cette question.

UNS Energy

Registre sur le décalage attribuable à la réglementation générique : En décembre 2024, l'ACC a approuvé l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule qui permet aux entreprises de services publics de proposer des tarifs établis selon une formule lors de demandes de révision des tarifs futures. S'il est approuvé par l'ACC, ce régime se traduirait par un ajustement annuel des tarifs selon une formule prédéterminée. Le régime de tarifs établis selon une formule devrait améliorer la stabilité des tarifs pour les clients, tout en réduisant le décalage attribuable à la réglementation et le nombre de facteurs d'ajustement des tarifs existants.

Demande tarifaire générale d'UNS Gas : En novembre 2024, UNS Gas a déposé une demande tarifaire générale auprès de l'ACC prévoyant une augmentation des tarifs de livraison de gaz avec prise d'effet le 1^{er} février 2026. La demande vise également à fixer le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital à 10,25 % et à 56 %, respectivement. En janvier 2025, UNS Gas a déposé des documents supplémentaires proposant un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs à la suite de l'approbation, par l'ACC, de l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule susmentionné. Le calendrier et l'issue de cette instance sont inconnus.

Central Hudson

Demande tarifaire générale de 2025 : En août 2024, Central Hudson a déposé une demande tarifaire générale auprès de la PSC prévoyant une augmentation des tarifs de livraison d'électricité et de gaz avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2025. La demande vise également à fixer le RCP autorisé et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de Central Hudson à 10 % et à 48 %, respectivement. Le calendrier et l'issue de cette instance sont inconnus.

Ordonnance de justifier : En octobre 2024, la PSC a émis une ordonnance de justifier enjoignant à Central Hudson d'expliquer pourquoi la PSC ne devrait pas tenter une procédure de mise à exécution relativement à une explosion liée au gaz qui s'est produite en novembre 2023. Central Hudson a déposé sa réponse en novembre 2024. Le calendrier et l'issue de l'ordonnance de justifier sont inconnus.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

Cadre tarifaire pour la période allant de 2025 à 2027 : En avril 2024, FortisBC a déposé une demande auprès de la BCUC afin d'obtenir l'approbation d'un cadre tarifaire pour la période allant de 2025 à 2027. Le cadre tarifaire est fondé sur l'actuel régime tarifaire pluriannuel et comprend, notamment, une mise à jour des taux d'amortissement et des frais indirects inscrits à l'actif, un niveau révisé de charges d'exploitation et d'entretien par client indexées pour tenir compte de l'inflation, moins un facteur d'ajustement fixe appliqué selon la productivité, une approche similaire en ce qui concerne les investissements de croissance, une approche fondée sur les prévisions en ce qui a trait aux investissements de maintien et aux autres investissements, la poursuite de la collecte aux fins du fonds d'innovation visant à accélérer l'investissement dans l'innovation en matière d'énergie propre et le partage continu des écarts par rapport au RCP autorisé avec les clients. Le cadre tarifaire prévoit également le maintien des mécanismes de report actuellement en place. Une décision de la BCUC est attendue au milieu de 2025.

FortisAlberta

Décision liée au coût du capital générique : En octobre 2023, l'AUC a publié une décision relativement à l'instance liée au coût du capital générique pour 2024. En novembre 2023, FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision relative au coût du capital générique 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 ne pas ajuster le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de FortisAlberta pour tenir compte du risque commercial additionnel découlant de la concurrence avec des associations d'électrification rurale qui interviennent dans le territoire de service de FortisAlberta et des risques réglementaires accrus liés au non-recouvrement des coûts attribuables aux associations d'électrification rurale. En avril 2024, la Cour d'appel a autorisé FortisAlberta à interjeter appel. Une décision est attendue au premier trimestre de 2025.

Décision relative à la troisième période d'application de la TAR : En octobre 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. En novembre 2023, 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. La demande de FortisAlberta visant à interjeter appel de la décision a été entendue par la Cour d'appel en décembre 2024, et une décision est attendue au premier trimestre de 2025.

SITUATION FINANCIÈRE

Principaux mouvements survenus entre les 31 décembre 2024 et 2023

Compte du bilan <i>(en millions de dollars)</i>	Écart		Explication
	Change	Autres	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	44	(449)	Reflète le calendrier d'une émission de titres d'emprunt ayant trait à ITC en 2023, dont le produit a été affecté aux besoins en matière de capital et de fonds de roulement en 2024.
Autres actifs	87	268	Découle principalement de la hausse des actifs au titre des avantages du personnel futurs attribuable à l'augmentation des taux d'actualisation et aux rendements des placements en ce qui concerne les RPD et les régimes d'AAPE.
Actifs réglementaires (courants et à long terme)	126	121	Découle des variations relatives à divers mécanismes réglementaires, notamment une augmentation de l'impôt différé et des coûts de gestion de l'énergie différés.
Immobilisations corporelles, montant net	2 423	3 648	Reflète les dépenses d'investissement, contrebalancées en partie par l'amortissement.
Créditeurs et autres passifs courants	119	262	Attribuable à une augmentation des dettes fournisseurs liée au programme de dépenses d'investissement de la Société et à une hausse des dépôts de clients pour le projet de pipeline de gaz Eagle Mountain.
Passifs réglementaires (courants et à long terme)	214	119	Découle des variations relatives à divers mécanismes réglementaires, notamment les reports d'avantages du personnel futurs et des coûts futurs d'enlèvement, contrebalancés en partie par l'utilisation normale des comptes de stabilisation tarifaire.
Impôt différé	238	383	Attribuable essentiellement à la hausse des différences temporaires liées aux dépenses d'investissement en cours.
Dettes à long terme (y compris la tranche courante)	1 655	2 028	Reflète les émissions de titres d'emprunt, partiellement contrebalancées par des remboursements sur la dette, ainsi que la hausse des emprunts en vertu des facilités de crédit engagées aux fins du programme d'investissement de la Société.
Capitaux propres	1 405	898	Découle principalement : i) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour 2024, 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 transfèrent ensuite ses emprunts, sur une base périodique, en financement à long terme. Les besoins en financement découlent également du refinancement des dettes arrivant à échéance.

Les facilités de crédit sont principalement conclues auprès de grandes banques canadiennes et américaines, aucune banque ne détenant plus d'environ 20 % du total des facilités de crédit renouvelables de la Société. Une tranche d'environ 5,8 milliards de dollars du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2025 et 2029. 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	2024	2023
Total des facilités de crédit ¹	4 396	1 946	6 342	6 176
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme	(98)	—	(98)	(119)
Dettes à long terme (y compris la tranche courante)	(1 335)	(881)	(2 216)	(1 572)
Lettres de crédit en cours	(81)	(21)	(102)	(101)
Facilités de crédit inutilisées	2 882	1 044	3 926	4 384

1. Des renseignements additionnels sur les facilités de crédit de la Société sont présentés à la note 14 des états financiers annuels de 2024.

En avril 2024, FortisBC Energy a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 700 millions de dollars à 900 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en juillet 2028. En mai 2024, FortisBC Electric a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 150 millions de dollars à 200 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en avril 2028.

En mai 2024, la Société a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit à terme non renouvelable non garantie de 500 millions de dollars américains jusqu'en mai 2025. La moitié de la facilité de crédit à terme a été remboursée au troisième trimestre de 2024, et le montant restant de 250 millions de dollars américains était entièrement utilisé au 31 décembre 2024. La facilité est remboursable en tout temps sans pénalité. En juin 2024, 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 2029.

En août 2024, Newfoundland Power a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 100 millions de dollars à 130 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en août 2029.

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 2024, on s'attend à ce que les échéances et les remboursements de la dette à terme fixe consolidée se chiffrent en moyenne à 1 484 millions de dollars par année au cours de chacun des cinq prochains exercices, et une proportion d'environ 76 % 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 2024, 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 et le volume annuel gérable des échéances et des remboursements sur la dette fournissent une flexibilité pour choisir le moment des appels aux marchés financiers. Étant donné leurs notations et leur structure du capital actuelles, la Société et ses filiales prévoient actuellement conserver un accès raisonnable à des capitaux à long terme en 2025.

Au 31 décembre 2024, Fortis et ses filiales respectaient les clauses restrictives de leur dette et devraient continuer de le faire en 2025.

Sommaire des flux de trésorerie

Sommaire des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2024	2023	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	625	209	416
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	3 882	3 545	337
Activités d'investissement	(5 395)	(3 742)	(1 653)
Activités de financement	1 064	613	451
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	44	—	44
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	220	625	(405)

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

L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement reflète surtout la hausse des dépenses d'investissement en 2024, ainsi que le produit reçu en 2023 relativement à la cession d'Aitken Creek. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 22. La baisse des apports des clients sous forme d'aide à la construction a également contribué à la variation d'un exercice à l'autre.

Activités de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement fluctuent en grande partie en raison des variations des dépenses d'investissement des filiales et du montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pouvant être affecté au financement de ces dépenses d'investissement, deux facteurs qui ont une incidence sur le montant du financement devant être obtenu des émissions de titre d'emprunt et d'actions ordinaires. Se reporter à la rubrique « Besoins en flux de trésorerie » à la page 16. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités de financement d'un exercice à l'autre reflète également le remboursement d'emprunts effectués sur les facilités de crédit en 2023 au moyen du produit de la vente d'Aitken Creek.

Financement par emprunt

Émissions importantes de titres d'emprunt à long terme

Exercice clos le 31 décembre 2024	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions de dollars)		Affectation du produit
ITC						
Billets de premier rang garantis	Janvier	5,98	2034	85	\$ US	1, 2, 3
Obligations hypothécaires de premier rang	Janvier	5,11	2029	75	\$ US	1, 2, 3
Obligations hypothécaires de premier rang	Janvier	5,38	2034	75	\$ US	1, 2, 3
Billets de premier rang non garantis	Mai	5,65	2034	400	\$ US	3, 4
Obligations hypothécaires de premier rang	Décembre	4,88	2035	125	\$ US	1, 2, 3
Obligations hypothécaires de premier rang	Décembre	5,25	2043	125	\$ US	1, 2, 3
UNS Energy						
Billets de premier rang non garantis	Mai	5,60	2036	30	\$ US	1, 3
Billets de premier rang non garantis	Août	5,20	2034	400	\$ US	3, 4
Central Hudson						
Billets de premier rang	Avril	5,59	2031	25	\$ US	1, 3
Billets de premier rang	Avril	5,69	2034	35	\$ US	1, 3
Billets de premier rang	Octobre	4,88	2029	25	\$ US	3, 4
Billets de premier rang	Octobre	5,30	2034	44	\$ US	3, 4
Billets de premier rang	Octobre	5,40	2036	35	\$ US	3, 4
FortisBC Electric						
Débetures non garanties	Août	4,92	2054	100		1
FortisAlberta						
Débetures non garanties	Mai	4,90	2054	300		1, 2, 3, 4
Caribbean Utilities						
Billets de premier rang non garantis	Mai	6,17	2039	40	\$ US	1, 2, 3
Billets de premier rang non garantis	Mai	6,37	2049	40	\$ US	1, 2, 3
FortisOntario						
Billets de premier rang non garantis	Août	5,05	2054	55		1
Fortis						
Billets de premier rang non garantis	Septembre	4,17	2031	500		1, 3, 4

1. Remboursement d'emprunts à court terme et/ou sur les facilités de crédit.

2. Financement des dépenses d'investissement.

3. Aux fins générales de la Société.

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

Financement par capitaux propres ordinaires

Émission d'actions ordinaires et dividendes versés

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2024	2023	Écart
Actions ordinaires émises :			
Émissions avec effet sur la trésorerie ¹	46	43	3
Émissions sans effet sur la trésorerie ²	435	409	26
Total des actions ordinaires émises	481	452	29
Nombre d'actions ordinaires émises (en millions)	8,7	8,4	0,3
Dividendes versés sur les actions ordinaires :			
Trésorerie	(744)	(701)	(43)
Dividendes sans effet sur la trésorerie ³	(434)	(408)	(26)
Total des dividendes versés sur les actions ordinaires	(1 178)	(1 109)	(69)
Dividendes versés par action ordinaire (en \$)	2,39	2,29	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.

Rapport de gestion

Le 4 décembre 2024 et le 13 février 2025, Fortis a déclaré un dividende de 0,615 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} mars 2025 et le 1^{er} juin 2025, 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} mars 2024, le taux du dividende fixe annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série K, a été rajusté, passant de 0,9823 \$ à 1,3673 \$, pour la période de cinq ans allant jusqu'au 1^{er} mars 2029, exclusivement.

Le 1^{er} décembre 2024, le taux du dividende fixe annuel par action pour les actions privilégiées de premier rang, série M, a été rajusté, passant de 0,9783 \$ à 1,3733 \$, pour la période de cinq ans allant jusqu'au 1^{er} décembre 2029, exclusivement.

Obligations contractuelles

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2024

(en millions de dollars)

	Total	1 ^{re} année	2 ^e année	3 ^e année	4 ^e année	5 ^e année	Par la suite
Dette à long terme :							
Capital ¹	33 405	1 990	2 585	2 541	1 499	1 024	23 766
Intérêts	19 630	1 371	1 343	1 252	1 162	1 116	13 386
Contrats de location-financement ²	1 139	37	37	37	37	37	954
Autres obligations ³	464	127	110	100	22	21	84
Autres engagements ⁴ :							
Obligations d'achat de gaz et de combustible	6 299	763	571	520	465	393	3 587
Conventions d'achat d'énergie renouvelable	2 628	139	166	182	182	173	1 786
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta	2 362	56	58	59	60	61	2 068
Obligations d'achat d'électricité	1 335	302	217	131	124	122	439
Convention de servitudes avec ITC	370	14	14	14	14	14	300
Ententes d'IAC de TEP	308	307	1	—	—	—	—
Convention de recouvrement de créances	99	3	3	3	3	3	84
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable	58	18	7	6	6	6	15
Autres	140	32	11	11	12	10	64
	68 237	5 159	5 123	4 856	3 586	2 980	46 533

1. Montants non réduits des frais de financement différés non amortis et des escomptes non amortis de 191 millions de dollars. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 14 des états financiers annuels de 2024.

2. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 15 des états financiers annuels de 2024.

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

4. Représente les engagements non comptabilisés. Des renseignements additionnels sont fournis à la note 27 des états financiers annuels de 2024.

Autres obligations contractuelles

Les entreprises de services publics réglementés de la Société sont tenues d'assurer des services aux clients au sein de leur territoire de service respectif. Les dépenses d'investissement devraient atteindre environ 5,2 milliards de dollars pour 2025 et environ 26,0 milliards de dollars sur la durée du programme d'investissement sur cinq ans allant de 2025 à 2029. Se reporter à la rubrique « Programme d'investissement » à la page 21.

En vertu d'un cadre de financement conclu avec les gouvernements de l'Ontario et du Canada, Fortis fournira un apport minimal d'approximativement 165 millions de dollars sous forme de capitaux propres 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 d'accélérer ses apports en capitaux propres, dont le montant pourrait être supérieur à celui autrement exigible de Fortis en vertu du cadre de financement, jusqu'à un financement maximal totalisant 235 millions de dollars. Les apports en capitaux propres s'élevaient à 137 millions de dollars au 31 décembre 2024.

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 360 millions de dollars est prévu. Au 31 décembre 2024, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

Arrangements hors bilan

À l'exception de lettres de crédit en cours de 102 millions de dollars au 31 décembre 2024 et des engagements non comptabilisés figurant dans le tableau ci-dessus, la Société n'avait pas d'arrangements hors bilan.

Structure du capital et notations

Fortis a besoin d'un accès continu aux capitaux et, par conséquent, elle vise à maintenir une structure du capital à long terme consolidé qui lui permettra de conserver des notations de 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

	2024		2023	
	(en millions de dollars)	(en %)	(en millions de dollars)	(en %)
Aux 31 décembre				
Dette ¹	33 435	56,4	29 364	55,7
Actions privilégiées	1 623	2,7	1 623	3,1
Capitaux propres ordinaires et participations ne donnant pas le contrôle ²	24 230	40,9	21 709	41,2
	59 288	100,0	52 696	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 2024 (31 décembre 2023 – 3,5 %).

Données sur les actions en circulation

Au 13 février 2025, la Société avait émis et mis en circulation 499,3 millions d'actions ordinaires et les actions privilégiées de premier rang suivantes : 5,0 millions de série F; 9,2 millions de série G; 7,7 millions de série H; 2,3 millions de série I; 8,0 millions de série J; 10,0 millions de série K; et 24,0 millions de série M.

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 13 février 2025, 1,5 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 2024	Notation	Type de notation	Perspectives
S&P	A-	Émetteur	Négative
	BBB+	Titres d'emprunt non garantis	
Morningstar DBRS	A (faible)	Émetteur	Stable
	A (faible)	Titres d'emprunt non garantis	Stable
Moody's	Baa3	Émetteur	Stable
	Baa3	Titres d'emprunt non garantis	

Programme d'investissement

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

Les dépenses d'investissement se sont élevées à 5,2 milliards de dollars en 2024, ce qui est conforme aux attentes et représente une hausse de 0,9 milliard de dollars par rapport à 2023. L'augmentation par rapport à 2023 s'explique essentiellement par les investissements liés au projet de pipeline d'Eagle Mountain pour FortisBC Energy, les dépenses au titre de divers projets liés à la fiabilité du transport pour ITC et les investissements liés à la construction des projets de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner d'UNS Energy.

Dépenses d'investissement pour 2024^{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	1 456	1 151	431	1 035	554	132	483	5 242	5	5 247

Dépenses d'investissement prévues pour 2025²

(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 ³
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité			
Total	1 403	1 276	462	687	624	179	540	5 171	7	5 178

Programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029²

(en milliards de dollars)	2025	2026	2027	2028	2029	Total ³
Programme d'investissement sur cinq ans	5,2	5,2	5,6	5,4	4,6	26,0

1. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12. Reflète un taux de change de 1,37 \$ CA pour 1,00 \$ US pour 2024.
2. Exclut la composante capitaux propres sans effet sur la trésorerie de la PFUPC.
3. Reflète un taux de change présumé de 1,30 \$ CA pour 1,00 \$ US. En moyenne, Fortis estime qu'une variation à la hausse ou à la baisse de cinq cents du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien se traduirait par une variation correspondante à la hausse ou à la baisse des dépenses d'investissement d'environ 600 millions de dollars au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

Le programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029 de la Société, d'un montant de 26,0 milliards de dollars, affiche une hausse de 1,0 milliard de dollars par rapport au programme sur cinq ans précédent. L'augmentation est attribuable aux projets liés au plan de transport sur grande distance de MISO et aux investissements en matière de résilience en ce qui a trait à ITC, de même qu'aux investissements dans la distribution principalement liés à la croissance de la clientèle en ce qui concerne FortisAlberta.

Le programme d'investissement sur cinq ans comporte un faible risque et est facilement réalisable, puisque presque tous les investissements sont réglementés et que seulement 23 % de ces derniers se rapportent aux projets d'investissement majeurs. La ventilation géographique des dépenses d'investissement prévues devrait être la suivante : 58 % aux États-Unis, dont 29 % pour ITC, 38 % au Canada et les 4 % restants dans les Caraïbes.

Le programme d'investissement sur cinq ans devrait être financé principalement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la dette liée aux activités réglementées. Les produits des actions 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, demeure disponible et procure une 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 et d'autres facteurs. Ces facteurs, y compris d'éventuels nouveaux tarifs ou des tarifs révisés, pourraient changer et entraîner un écart entre les dépenses réelles et les dépenses prévues. Fortis continue de mettre l'accent sur le maintien de l'abordabilité pour la clientèle en contrôlant les coûts, en investissant dans l'énergie propre pour permettre aux clients d'économiser sur le combustible, en utilisant les crédits d'impôt offerts et en mettant en œuvre des pratiques novatrices, entre autres initiatives.

Base tarifaire de mi-exercice¹

(en milliards de dollars)	2024 ²	2025 ²	2029 ²
ITC	12,5	12,8	16,5
UNS Energy	7,6	7,7	10,7
Central Hudson	3,2	3,4	4,3
FortisBC Energy	5,8	6,3	8,7
FortisAlberta	4,4	4,7	5,7
FortisBC Electric	1,7	1,8	2,1
Autres entreprises d'électricité	3,8	4,0	5,0
Total	39,0	40,7	53,0

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

2. Reflète un taux de change moyen de 1,37 \$ CA pour 1,00 \$ US pour 2024. Le taux de change présumé pour les exercices 2025 et 2029 est de 1,30 \$ CA pour 1,00 \$ US, conformément au programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029 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 1,1 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 53,0 milliards de dollars d'ici 2029 grâce au programme d'investissement sur cinq ans, ce qui représente un taux de croissance annuel composé de 6,5 %.

Projets d'investissement majeurs

(en millions de dollars)	Avant 2024	Données réelles pour 2024	Prévisions pour 2025-2029	Achèvement prévu
ITC				
Plan de transport sur grande distance de MISO	25	64	1 704	Post-2029
UNS Energy				
Production liée au plan de ressources intégré	—	1	1 620	Variable
Projet de système de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner 1	137	286	51	2025
Projet de système de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner 2	1	115	325	2026
Projet de transport Vail-to-Tortolita	152	47	253	2027
FortisBC Energy				
Projet de pipeline d'Eagle Mountain ¹	50	386	314	2027
Projet d'expansion de la capacité de stockage de GNL de Tilbury	29	6	585	2029
Projet d'infrastructure de compteurs évolués	7	30	733	2028
Phase 1B du projet Tilbury	44	5	339	2029
Total		940	5 924	

1. Déduction faite des apports des clients.

Plan de transport sur grande distance de MISO

Reflète les investissements liés à deux tranches du plan de transport sur grande distance de MISO. En 2022, le conseil de MISO a approuvé la première tranche de projets, qui représente 18 projets de transport dans la sous-région du Midwest du MISO, dont les coûts connexes totaux sont estimés à 10 milliards de dollars américains. Six de ces projets sont situés dans les territoires desservis par les sociétés en exploitation d'ITC membres de MISO. ITC estime que les investissements dans le transport associés à 6 des 18 projets s'établiront entre 1,4 milliard de dollars américains et 1,8 milliard de dollars américains jusqu'en 2030, dont des investissements d'environ 1,6 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars américains) sont inclus dans le programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029 de la Société.

Des investissements d'environ 0,2 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars américains) ont été inclus dans le programme d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029 de la Société relativement à la tranche 2.1. D'importantes occasions d'investissements additionnels demeurent pour la tranche 2.1 (se reporter à la rubrique « Occasions d'investissements additionnels » à la page 23).

Production liée au plan de ressources intégré

Comprend les dépenses d'investissement soutenant la transition énergétique, tel qu'il est décrit dans les plans de ressources intégrés de TEP et d'UNS Electric pour 2023, notamment en ce qui a trait à la production d'énergie renouvelable, aux systèmes de stockage d'énergie et à la production de gaz naturel. Les investissements soutiennent une production d'environ 950 MW faisant l'objet d'appels d'offres toutes énergies.

Projets de système de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner

Comprennent deux systèmes de stockage d'énergie dans des batteries de 200 MW qui faciliteront l'intégration de l'énergie renouvelable dans le réseau électrique. Chaque système peut stocker 800 MWh d'énergie, assez pour desservir environ 42 000 foyers pendant 4 heures lorsqu'il est pleinement déployé. TEP détiendra et exploitera les systèmes.

La construction de la réserve Roadrunner 1 a commencé et devrait être achevée en 2025. En octobre 2024, TEP a déposé une demande auprès de l'ACC afin d'obtenir l'approbation de différer certains coûts liés à la propriété et à l'exploitation du projet de réserve Roadrunner 1 aux fins de recouvrement futur. TEP ne peut prévoir le calendrier ni l'issue de cette demande.

En août 2024, TEP a conclu une entente d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction relativement à l'aménagement du projet de réserve Roadrunner 2, qui devrait être achevé en 2026.

Projet de transport Vail-to-Tortolita

Comprend des investissements dans un circuit d'une nouvelle ligne de transport double de 230 kilovolts visant à relier l'infrastructure au système de TEP, afin d'améliorer le service et la fiabilité pour les clients. La construction a commencé à la fin de 2023 et devrait être achevée en 2027.

Projet de pipeline d'Eagle Mountain

Ce projet consiste en l'extension d'un pipeline de 50 km vers une installation de GNL de petite envergure 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.

Projet d'expansion des installations de stockage de gaz de Tilbury

Ce projet consiste à remplacer le réservoir de stockage de GNL original au site de Tilbury et à augmenter la capacité de regazéification disponible afin de fournir aux clients de la vallée du bas Fraser un approvisionnement d'appoint en gaz. Le processus réglementaire a été ajourné en 2023 afin que FortisBC Energy puisse préparer des renseignements supplémentaires appuyant la demande de CCNP. En octobre 2024, FortisBC Energy a fourni les renseignements supplémentaires demandés. Une décision de la BCUC est attendue à la fin de 2025.

Projet d'infrastructure de compteurs évolués

Le projet prévoit notamment 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. La demande de CCNP a été approuvée par la BCUC en 2023. L'installation des compteurs évolués devrait commencer en 2025 et devrait être essentiellement achevée en 2028.

Phase 1B du projet Tilbury

Construction d'installations supplémentaires de liquéfaction et de distribution, y compris des canalisations terrestres, pour appuyer le soutage en mer et optimiser davantage la phase 1A du projet d'expansion Tilbury. Le projet de FortisBC Energy a reçu un décret émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique en 2017. Un rapport initial sur la portée du projet a été déposé auprès des autorités de réglementation en vue d'appuyer le processus fédéral d'évaluation d'impact ainsi que le processus d'évaluation environnementale de la province nécessaires à l'expansion du site Tilbury.

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 plan de transport sur grande distance de MISO devrait comprendre plusieurs tranches. Les occasions associées à la première tranche des projets sont décrites ci-dessus. En décembre 2024, le conseil d'administration de MISO a approuvé le portefeuille des 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 maintenant que les dépenses d'investissement se situeront 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 des droits de premier refus sont en vigueur, ainsi que pour les projets nécessitant des mises à niveau des systèmes en Iowa, qui ne font pas l'objet d'appels d'offres concurrentiels. La majeure partie des investissements liés à la tranche 2.1 devrait être effectuée après 2029.

En octobre 2024, ITC, en collaboration avec une autre société d'énergie américaine du Midwest, a reçu l'approbation de MISO pour le projet Big Cedar lié à la croissance de la demande en Iowa. Le projet comportera deux phases et comprendra 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 charge additionnelle de 800 MW, et la mise en service est prévue en 2027. La deuxième phase porte sur une charge additionnelle de 800 MW, et la mise en service est prévue en 2028. Le projet nécessite des approbations de concession de l'Iowa Utilities Commission avant la construction. Les investissements éventuels liés à ce projet pourraient atteindre 400 millions de dollars américains.

UNS Energy

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

FortisBC Energy – GNL

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. Une fois construite, la jetée utiliserait les actifs de FortisBC Energy sur le site de Tilbury, y compris la phase 1B du projet Tilbury, qui n'est pas encore construite, pour appuyer le soutage en mer.

Autres occasions

Les autres occasions comprennent notamment des investissements dans le transport et des projets de modernisation des réseaux pour ITC; des projets liés au plan de ressources intégré de 2023 et des investissements dans le transport à UNS Energy; le transport régional à New York; 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 l'accélération des investissements visant la croissance de la demande et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres 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 93 % 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. Le portefeuille de Fortis présente une exposition relativement restreinte à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles, et prévoit effectuer une transition vers un plus grand nombre de sources renouvelables pour ses clients.

Fortis continue d'abaisser ses émissions, qui sont déjà faibles, et s'est fixé comme objectif d'éliminer ses émissions nettes directes de GES d'ici 2050. Cet objectif s'ajoute aux objectifs intermédiaires de la Société visant à réduire les émissions directes de GES de 50 % d'ici 2030 et de 75 % d'ici 2035 par rapport à l'année témoin 2019. Fortis prévoit réaliser ses objectifs principalement grâce à l'abandon du charbon par TEP et aux initiatives en matière d'énergie propre au sein des autres entreprises de services publics de la Société. La capacité de la Société d'atteindre les objectifs en matière de GES pourrait être touchée par les politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial, ainsi que par des facteurs externes, y compris une croissance importante de la clientèle et de la demande et le développement de technologies d'énergie propre. La fiabilité et l'abordabilité demeureront des priorités clés pour Fortis dans ses efforts visant à atteindre ses objectifs de réduction des émissions.

En 2024, Fortis a réalisé des progrès importants à l'égard de ses objectifs de réduction des émissions : elle a réduit de 34 % ses émissions du champ d'application 1 par rapport à 2019. La mise hors service de certaines centrales alimentées au charbon, le début des activités saisonnières dans d'autres centrales et l'introduction de l'énergie éolienne et solaire renouvelable en Arizona ont contribué à la réduction de nos émissions de carbone à ce jour.

Norme d'informations à fournir en matière de changements climatiques

En décembre 2024, le CCNID a publié NCID S1, Obligations générales en matière d'informations financières liées à la durabilité, et NCID S2, Informations à fournir en lien avec les changements climatiques, qui comportent des exigences en matière d'informations à fournir en vertu desquelles une entité doit fournir des informations sur les risques et occasions liés à la durabilité et aux changements climatiques auxquels elle est exposée, ce qui comprend la divulgation des émissions de GES significatives des champs d'application 1, 2 et 3. L'application des normes du CCNID est volontaire, et les ACVM doivent les adopter pour qu'elles deviennent obligatoires pour les émetteurs assujettis canadiens, y compris Fortis. Les ACVM continuent de travailler à l'élaboration d'un règlement révisé sur les obligations d'information en matière de changement climatique qui tiendra compte des normes du CCNID et qui pourrait comprendre des ajustements jugés appropriés dans le contexte des marchés financiers canadiens. Le contenu et le calendrier du règlement révisé sur les obligations d'information en matière de changement climatique sont inconnus. Fortis continuera de surveiller les mises à jour des ACVM afin d'évaluer toute incidence éventuelle sur les informations à fournir de la Société.

En mars 2024, la SEC a publié la règle n° 33-11275, *The Enhancement and Standardization of Climate-Related Disclosures for Investors*, qui décrit les obligations en matière d'informations à fournir liées aux changements climatiques. La règle prévoit la présentation, dans les notes annexes, de l'incidence financière des phénomènes météorologiques violents et d'autres conditions naturelles, ainsi que d'autres informations financières liées aux changements climatiques. La règle prévoit aussi la présentation d'informations sur les activités de gestion des risques, de gouvernance et de surveillance et sur l'incidence des risques significatifs liés aux changements climatiques sur la stratégie, le modèle d'affaires et les perspectives d'une société, ainsi que de renseignements détaillés sur les cibles ou les objectifs significatifs liés aux changements climatiques. Certains déclarants doivent également fournir de l'information sur les émissions de GES significatives des champs d'application 1 et 2. La SEC a par la suite volontairement suspendu la règle en attendant l'achèvement de la révision judiciaire par la Cour d'appel pour le huitième circuit. Bien que cette règle ne s'applique pas à Fortis en tant qu'émetteur privé étranger publiant ses résultats aux États-Unis au moyen d'un formulaire 40-F, la direction étudie à l'heure actuelle la norme afin d'évaluer son incidence éventuelle sur les informations à fournir de la Société.

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

Le total des actifs des entreprises de services publics réglementés correspondait à la quasi-totalité de l'actif de la Société au 31 décembre 2024. Les territoires de réglementation comprennent cinq provinces canadiennes, dix États américains et trois pays des Caraïbes; 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 découlant de facteurs économiques, politiques 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 terrains, 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.

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 une hausse des températures et 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.

Le temps violent, principalement les orages, les inondations, les sécheresses, les vagues de chaleur extrême, les feux incontrôlés, les ouragans, les ondes de tempête, les rivières atmosphériques ainsi que les tempêtes de neige ou de verglas, de même que les événements récents liés au temps violent, ont une incidence sur les territoires de service de la Société. 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 variations des précipitations ayant une incidence sur l'humidité du sol ou les niveaux de l'eau ou se traduisant par des sécheresses pourraient augmenter le risque que les actifs d'électricité de la Société causent des feux incontrôlés, ou entraîner des pénuries d'eau susceptibles de nuire à ses activités.

Les répercussions à plus long terme des changements climatiques, comme une hausse soutenue des températures, l'élévation du niveau de la mer, l'accroissement des ondes de tempête et des inondations plus importantes 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 25).

Les risques physiques posés par les répercussions 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 32).

Risque de transition lié au climat

Une transition vers la décarbonation et l'utilisation de plus en plus répandue de l'énergie renouvelable augmentent les risques liés aux changements politiques, législatifs, technologiques et au marché, ce qui pourrait avoir des incidences sur les capitaux et la situation financière de la Société et de ses entreprises de services publics.

Pour assurer la transition vers une énergie plus propre, les entreprises de services publics de la Société devront gérer efficacement les exigences réglementaires et juridiques, les nouvelles normes de résilience, l'intégration des nouvelles technologies et les répercussions sur la demande des clients et les tarifs qui leur sont facturés, entre autres. L'incapacité à s'adapter de façon appropriée aux changements climatiques et à décarboner 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.

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 » à la page 28). En outre, l'adoption d'initiatives visant à réduire les émissions de GES, à accroître l'utilisation de l'énergie renouvelable et à contrôler ou limiter les effets des changements climatiques a encouragé le développement de nouvelles technologies de production d'énergie renouvelable permettant d'accroître l'efficacité du stockage d'énergie et de réduire la consommation d'énergie. Des risques liés à la conception des infrastructures et des retards pourraient survenir à mesure que la disponibilité des nouvelles technologies se généralisera. Les réseaux de distribution d'énergie des entreprises de services publics devront faire l'objet de modifications et de mises à jour technologiques afin de fournir des quantités croissantes d'énergie renouvelable aux clients de manière efficace (se reporter à la rubrique « Développement de technologies et de l'IA » à la page 28).

La disponibilité de mécanismes réglementaires 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 25).

Des avancées technologiques devront être réalisées pour que la Société atteigne son objectif d'éliminer ses émissions nettes, 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 ses objectifs en matière de GES dépend de nombreux facteurs, notamment l'incidence des politiques énergétiques aux échelons fédéral, provincial et étatique, la croissance importante de la demande et de la clientèle, 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.

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.

De tels événements 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 31).

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.

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 21. Les projets, particulièrement les projets d'investissement majeurs, sont exposés à des risques de retard et de dépassement de coûts au cours de la construction en raison 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.

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 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.

L'entreprise est également exposée aux risques liés aux relations internationales et aux événements géopolitiques. L'instabilité ou les événements politiques, économiques ou sociaux, les différends commerciaux, des nouveaux tarifs ou des tarifs révisés, les modifications des lois ou l'application de règlements rigoureux aux activités existantes, les restrictions sur les devises, de même que l'incidence des changements au sein du leadership politique 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 30).

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 27).

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. La gestion des émissions de GES et les exigences connexes en matière de décarbonation constituent des préoccupations, en raison des lois, des règlements et directives fédérales, provinciales et étatiques nouvelles et imminentes en matière de GES. 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'accroisse. 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 26).

Caractère concurrentiel du gaz naturel

Environ 18 % des produits de la Société sont tirés de la livraison de gaz naturel. En Colombie-Britannique, d'où proviennent 79 % 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.

Les politiques gouvernementales pourraient également se répercuter sur le caractère concurrentiel du gaz naturel en Colombie-Britannique. Comme les gouvernements élaborent des politiques visant à gérer les changements climatiques, toute modification apportée à la politique énergétique pourrait avoir une incidence sur la nature concurrentielle du gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie.

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 continueront d'être touchés par les changements climatiques (se reporter à la rubrique « Changements climatiques » à la page 26). 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 inattendue des besoins en chauffage et en climatisation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la fiabilité du réseau. La production hydroélectrique est sensible aux volumes des précipitations, et des variations imprévues des volumes saisonniers des précipitations peuvent avoir une incidence négative sur les activités.

Les conditions climatiques et les saisons ont une incidence marquée sur les volumes de distribution de gaz, puisque la majeure partie du gaz naturel est utilisée pour le chauffage domestique par la clientèle résidentielle. Le bénéfice des entreprises de services publics de gaz de la Société est habituellement plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres. 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 et exploitent des installations sur des terres faisant l'objet de revendications territoriales de la part des peuples autochtones. Divers processus de négociation de traité auxquels participent les peuples autochtones et les gouvernements de la Colombie-Britannique et du Canada sont en cours, mais les motifs pouvant mener à d'éventuels règlements ne sont pas clairs, et ce ne sont pas tous les peuples autochtones qui participent à ces processus. À ce jour, la politique du gouvernement de la Colombie-Britannique consiste à structurer les règlements sans porter atteinte aux droits existants des tiers. Cependant, rien ne garantit que les processus de règlement n'auront pas d'incidence défavorable significative.

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

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 d'éventuels nouveaux tarifs ou 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 leurs 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, qui comprennent, sans s'y limiter, les relations internationales et les événements géopolitiques, pourrait entraîner une détérioration de la conjoncture économique ou 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.

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 37).

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 26, « Réglementation en matière d'environnement » à la page 28 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 communiquer 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.

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 2024, 69 % des actifs de la Société étaient situés à l'extérieur du Canada. En outre, 62 % des produits de 2024 proviennent d'établissements à l'étranger. La monnaie de présentation des états financiers d'ITC, d'UNS Energy, de Central Hudson, de Caribbean Utilities, de FortisTCL, de Fortis Belize et de Belize Electricity est le dollar américain ou est fondée sur la valeur du dollar américain. Le bénéfice et les flux de trésorerie provenant de ces entités et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. Le programme d'investissement sur cinq ans de 26,0 milliards de dollars de la Société pour la période allant de 2025 à 2029 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 du dollar américain par rapport au 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 et la situation financière 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, la conjoncture économique générale, les notations et le profil de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance de Fortis et de ses filiales. Les changements apportés aux notations pourraient avoir une incidence sur le risque de crédit lié aux nouvelles émissions de titres d'emprunt à long terme et sur les facilités de crédit, ainsi que sur leur disponibilité.

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. Pour obtenir plus d'information, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » à la page 15.

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. Bien que l'impôt sur le résultat des entreprises de services publics réglementés soit généralement recouvré à même les tarifs facturés aux clients, le décalage attribuable à la réglementation fiscale peut entraîner un délai du recouvrement ou le non-recouvrement pour certaines périodes. En ce qui concerne les activités non réglementées, les modifications apportées aux taux d'imposition et aux autres lois fiscales pourraient avoir une incidence significative sur le coût après impôt de la dette existante et future qui n'est pas recouvrable à même les tarifs facturés aux clients.

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 26.

Pandémies et crises de santé publique

La Société pourrait être touchée de façon négative par des éclosions généralisées de maladies transmissibles ou d'autres crises de santé publique qui provoquent des perturbations économiques, notamment. Les éclosions de maladies transmissibles ainsi que les efforts visant à réduire les effets sur la santé et à contrôler la propagation de ces maladies peuvent entraîner des restrictions des activités commerciales, y compris la fermeture d'entreprises et d'autres possibles répercussions découlant d'une réduction de la disponibilité et de la productivité de la main-d'œuvre, des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, des retards dans les projets de construction, des perturbations des marchés financiers, des mesures gouvernementales et réglementaires et d'une baisse prolongée de l'activité économique. Un ralentissement économique prolongé pourrait entraîner une baisse des ventes d'énergie et nuire à la capacité des clients, des entrepreneurs et des fournisseurs de remplir leurs obligations, et pourrait perturber les activités et les programmes de dépenses d'investissement ou causer une dépréciation du goodwill (se reporter à la rubrique « Conjoncture économique générale » à la page 30).

Les entreprises de services publics de la Société fournissent des services essentiels et doivent être opérationnelles et entretenues pendant toute la durée d'une pandémie ou d'une autre crise de santé publique, même si de tels événements peuvent nuire aux activités et augmenter les coûts d'exploitation. La durée et la gravité d'une pandémie ou d'une autre crise de santé publique pourraient avoir une incidence défavorable significative.

Gestion des talents

L'exécution de services sûrs, fiables et économiques dépend de la capacité d'attirer du personnel compétent, de le perfectionner et de le garder, 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 30 et « Revendications territoriales de la part des peuples autochtones » à la page 30.

Des parties prenantes externes se sont opposées aux sociétés en ce qui a trait 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

Information sectorielle : La Société a adopté l'ASU n° 2023-07, *Improvements to Reportable Segment Disclosures*, pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et l'adoptera pour les périodes intermédiaires ouvertes à compter de 2025. Cette mise à jour exige la présentation d'informations sectorielles supplémentaires, y compris les charges sectorielles importantes et les autres éléments qui sont pris en compte dans le calcul du résultat net sectoriel. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence significative sur les informations à fournir de Fortis.

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

Impôt sur le résultat : L'ASU n° 2023-09, *Improvements to Income Tax Disclosures*, entrera en vigueur pour Fortis le 1^{er} janvier 2025 sur une base prospective; l'application rétrospective et l'adoption anticipée sont permises. L'ASU 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. Fortis ne s'attend pas à ce que l'ASU ait une incidence significative sur ses informations à fournir.

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.

Estimations comptables critiques

Généralités

La préparation des états financiers annuels de 2024 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 2024, Fortis avait comptabilisé des actifs réglementaires de 4,6 milliards de dollars (2023 – 4,4 milliards de dollars) et des passifs réglementaires de 4,3 milliards de dollars (2023 – 4,0 milliards de dollars).

Rapport de gestion

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

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

Avantages du personnel futurs

Principales estimations et hypothèses

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	RPD		Régimes d'AAPE	
	2024	2023	2024	2023
Situation de capitalisation ¹				
Obligation au titre des prestations ²	(3 440)	(3 347)	(603)	(596)
Actifs des régimes	3 613	3 313	506	430
	173	(34)	(97)	(166)
Coût net des prestations ²	11	21	12	15
Hypothèses principales (en % moyen pondéré) :				
Taux d'actualisation aux 31 décembre ³	5,25	4,84	5,43	4,94
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ⁴	6,51	6,58	6,05	5,92
Taux de croissance de la rémunération	3,52	3,37	—	—
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé ⁵	—	—	4,53	4,52

- 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.
- Établis au moyen de calculs actuariels selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services ainsi que d'après les hypothèses les plus probables de la direction à l'égard du rendement prévu des placements des régimes, du taux d'accroissement des salaires, de la durée moyenne résiduelle d'activité des employés, des taux de mortalité et, en ce qui concerne les régimes d'AAPE, du coût prévu des soins de santé.
- Reflète les taux d'intérêt du marché sur les obligations de première qualité assurant des flux de trésorerie qui correspondent au calendrier et au montant des versements prévus au titre des prestations de retraite. Le taux d'actualisation utilisé au cours de l'exercice relativement aux RPD et aux régimes d'AAPE est de 4,84 % (2023 – 5,36 %) et de 4,96 % (2023 – 5,39 %), respectivement.
- Élaboré à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévues pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.
- Établi au moyen de calculs actuariels, le taux projeté pour 2025 est de 6,51 % et devrait diminuer au cours des 10 prochaines années pour s'établir à 4,53 % en 2034 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 2024						
(en millions de dollars)						
RPD :						
Coût net des prestations	(33)	29	(24)	41	s.o.	s.o.
Obligation au titre des prestations projetées	(2)	(66)	(378)	453	s.o.	s.o.
Régimes d'AAPE :						
Coût net des prestations	(4)	4	(9)	11	14	(11)
Obligation au titre des prestations constituées	—	—	(68)	84	62	(52)

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 2024, Fortis avait comptabilisé des immobilisations corporelles et incorporelles de 51,1 milliards de dollars (2023 – 44,9 milliards de dollars), soit 70 % du total des actifs (2023 – 68 %). Le montant des amortissements de ces immobilisations a totalisé 1,8 milliard de dollars en 2024 (2023 – 1,7 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 2024, ce passif réglementaire s'établissait à 1,7 milliard de dollars (2023 – 1,5 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 recouverts 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 2024, Fortis avait comptabilisé un goodwill de 13,1 milliards de dollars (2023 – 12,2 milliards de dollars), ce qui représente 18 % du total de l'actif (2023 – 18 %). L'augmentation du goodwill est attribuable à la hausse du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien au 31 décembre 2024 par rapport au 31 décembre 2023, ainsi qu'à l'incidence connexe sur la conversion du goodwill libellé en dollars américains.

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 improbable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une estimation quantitative de la juste valeur n'est pas nécessaire. Lorsqu'une évaluation quantitative est 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 employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est également effectué.

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

Impôt sur le résultat

Au 31 décembre 2024, les passifs d'impôt différé, l'impôt à recevoir, l'impôt différé inclus dans les actifs réglementaires, l'impôt à payer et l'impôt différé inclus dans les passifs réglementaires totalisaient 5,0 milliards de dollars, néant, 2,2 milliards de dollars, 33 millions de dollars et 1,3 milliard de dollars, respectivement (2023 – 4,4 milliards de dollars, 78 millions de dollars, 2,1 milliards de dollars, néant et 1,3 milliard de dollars, respectivement). La charge d'impôt s'est chiffrée à 346 millions de dollars en 2024 (2023 – 360 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.

Les actifs et les passifs d'impôt différé reflètent les différences temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Un actif ou un passif d'impôt différé est calculé pour chaque différence temporaire 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 2024 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2020 à 2024, 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 33).

En juin 2024, le gouvernement du Canada a adopté les lois relatives aux limites de déductibilité des intérêts et à l'impôt minimum mondial, qui s'appliquaient à Fortis au 1^{er} janvier 2024. Ces lois n'ont eu aucune incidence significative sur Fortis en 2024 et la Société ne s'attend pas à ce qu'elles aient une incidence significative sur ses résultats financiers, ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ni sur ses paramètres de crédit au cours de la période de cinq ans visée par le programme.

Dérivés

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

Éventualités

La Société et ses filiales sont assujetties à un certain nombre de litiges et d'actions en justice qui surviennent dans le cours normal des activités, y compris ceux qui sont décrits de façon générale à la rubrique « Risques d'affaires – Actions en justice, procédures administratives et autres procédures » à la page 34, pour lesquels aucun montant n'a été comptabilisé en raison du fait qu'actuellement, leur issue ne peut pas être déterminée de façon raisonnable. De plus amples renseignements sont fournis à la note 27 des états financiers annuels de 2024.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Dette à long terme et autres

Au 31 décembre 2024, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 33,4 milliards de dollars (2023 – 29,7 milliards de dollars), comparativement à une juste valeur estimative de 31,3 milliards de dollars (2023 – 27,9 milliards de dollars).

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

Dérivés

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

Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire

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

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

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

Les profits et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont différés à titre d'actif ou de passif réglementaire aux fins de recouvrement auprès des clients ou de remboursement aux clients à même les tarifs futurs, tel qu'il est permis par les autorités de réglementation. Au 31 décembre 2024, des pertes latentes de 175 millions de dollars (2023 – 197 millions de dollars) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 41 millions de dollars (2023 – 37 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.

Aitken Creek, qui a été vendue le 1^{er} novembre 2023, détenait des swaps sur gaz pour gérer l'exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur a été évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2024, des profits de 48 millions de dollars (2023 – pertes de 28 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 134 millions de dollars et des durées d'au plus trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2027. 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 2024, des profits latents de 12 millions de dollars (2023 – néant) 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 2026 et ont une valeur nominale combinée de 608 millions de dollars. 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 2024, des pertes latentes de 17 millions de dollars (2023 – profits latents de 10 millions de dollars) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

Contrats de taux d'intérêt

En 2024, ITC a conclu et réglé des contrats de fixation de taux d'intérêt dont la valeur nominale combinée totalisait 300 millions de dollars américains. Ces contrats ont été utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 400 millions de dollars américains en mai 2024. Des pertes réalisées de 3 millions de dollars américains ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, lesquelles seront reclassées en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur cinq exercices.

En 2024, ITC a également conclu des swaps de taux d'intérêt d'une durée de cinq ans dont la valeur nominale combinée totalisait 135 millions de dollars américains. Les swaps 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. Des profits latents de 4 millions de dollars américains ont été comptabilisés en 2024.

En 2025, ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt d'une durée de cinq ans et d'une valeur nominale de 95 millions de dollars américains afin de gérer le risque de taux d'intérêt lié aux émissions de titres d'emprunt prévues, ce qui porte le total de la valeur nominale des swaps de taux d'intérêt en cours à 230 millions de dollars américains.

En 2024, la Société a conclu et réglé des contrats de fixation de taux d'intérêt dont la valeur nominale combinée totalisait 250 millions de dollars. Ces contrats ont été utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars en septembre 2024. Des pertes réalisées de 2 millions de dollars ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, lesquelles seront reclassées en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur sept exercices.

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 2024, des pertes latentes de 29 millions de dollars (2023 – profits latents de 15 millions de dollars) ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Juste valeur des instruments dérivés

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

(en millions de dollars)

	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
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)
Au 31 décembre 2023				
Actifs²				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	49	—	49
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	6	—	6
Contrats de change	—	5	—	5
Autres placements	145	—	—	145
	145	60	—	205
Passifs³				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire	—	(209)	—	(209)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire	—	(3)	—	(3)
Swaps sur rendement total et swaps de devises et de taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	—	(218)	—	(218)

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 Crédeurs et autres passifs courants ou dans le poste Autres passifs.

Volumes des dérivés

Aux 31 décembre	2024	2023
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	774	628
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	430	588
Swaps sur gaz (en PJ)	236	228
Contrats d'approvisionnement en gaz (en PJ)	105	134
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 499	1 310
Swaps sur gaz (en PJ)	3	3

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

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2024	2023	2022
Produits	11 508	11 517	11 043
Bénéfice net	1 828	1 710	1 514
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 606	1 506	1 330
BPA (en \$) :			
De base	3,24	3,10	2,78
Dilué	3,24	3,10	2,78
Total de l'actif	73 486	65 920	64 252
Dette à long terme (excluant la tranche courante)	31 224	27 235	25 931
Dividendes déclarés (en \$) :			
Par action ordinaire	2,41	2,31	2,20
Par action privilégiée de premier rang :			
Série F	1,2250	1,2250	1,2250
Série G ¹	1,5308	1,3145	1,0983
Série H	0,4588	0,4588	0,4588
Série I ²	1,4902	1,5619	0,9157
Série J	1,1875	1,1875	1,1875
Série K ³	1,3673	0,9823	0,9823
Série M ⁴	1,0770	0,9783	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 taux de dividende trimestriel variable est rajusté tous les trimestres selon le taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois alors en vigueur, majoré du taux de rendement de l'action rajusté applicable.
3. Le dividende annuel par action a été rajusté, 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.
4. 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.

2024/2023

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.

2023/2022

La hausse des produits est principalement attribuable aux facteurs suivants : i) la hausse du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien; ii) la croissance de la base tarifaire; iii) la hausse des produits de détail d'UNS Energy, qui s'explique par les nouveaux tarifs facturés aux clients avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, les ajouts de clients et les températures plus chaudes; et iv) la comptabilisation d'un report réglementaire relativement à FortisBC au titre des nouveaux paramètres du coût du capital qui ont été approuvés par la BCUC avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2023. Cette hausse a été en partie contrebalancée par une moins grande proportion du coût des produits de base transféré dans les tarifs facturés aux clients.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 176 millions de dollars par rapport à 2022. L'augmentation découle essentiellement de la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos entreprises de services publics et des nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2023. La hausse du bénéfice en Arizona, qui reflète la hausse des ventes au détail d'électricité, les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023 et la baisse de la dotation à l'amortissement liée à la mise hors service de la centrale San Juan en 2022, a aussi contribué à la croissance du bénéfice. L'augmentation de la valeur de marché de certains placements qui permettent de financer les avantages de retraite ainsi que la hausse du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien ont également eu une incidence favorable sur le bénéfice d'un exercice à l'autre. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges financières générales et la baisse du bénéfice lié à Aitken Creek.

Outre les facteurs susmentionnés ayant influé sur le bénéfice, la variation du BPA reflète aussi 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 aux dépenses d'investissement en 2023 et à l'augmentation des actifs réglementaires découlant principalement d'une augmentation de l'impôt différé et des pertes latentes sur les dérivés liés à l'énergie. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la conversion des actifs libellés en dollars américains à un taux de change moins élevé du dollar américain par rapport au dollar canadien.

RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Ventes

(en GWh, sauf indication contraire)

	2024	2023	Écart
Entreprises de services publics réglementés			
UNS Energy			
Électricité au détail	2 348	2 302	46
Électricité en gros	1 295	1 349	(54)
Gaz naturel (en PJ)	5	5	—
Central Hudson			
Électricité	1 187	1 196	(9)
Gaz naturel (en PJ)	6	6	—
FortisBC Energy (en PJ)	67	66	1
FortisAlberta	4 428	4 273	155
FortisBC Electric	916	901	15
Autres entreprises d'électricité	2 533	2 525	8
Activités non réglementées			
Siège social et autres	80	58	22

Les ventes d'électricité pour le quatrième trimestre sont demeurées essentiellement stables par rapport à la période correspondante de 2023 pour la plupart des entreprises de services publics de Fortis. L'augmentation des ventes au détail d'UNS Energy s'explique principalement par les ajouts de clients, tandis que la diminution des ventes en gros s'explique par la baisse des ventes en gros à long terme liée à l'expiration de certains contrats. En outre, l'augmentation des ventes de FortisAlberta est attribuable aux ajouts de clients et à la hausse de la consommation moyenne des clients industriels et résidentiels.

Les ventes de gaz pour le quatrième trimestre sont demeurées stables par rapport à celles enregistrées à la période correspondante de 2023.

Produits et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	Produits			Bénéfice		
	2024	2023	Écart	2024	2023	Écart
Entreprises de services publics réglementés						
ITC	567	527	40	127	136	(9)
UNS Energy	659	706	(47)	52	62	(10)
Central Hudson	356	311	45	66	36	30
FortisBC Energy	522	544	(22)	120	105	15
FortisAlberta	207	188	19	42	36	6
FortisBC Electric	149	145	4	18	15	3
Autres entreprises d'électricité	479	457	22	52	35	17
Entreprises de services publics non réglementés						
Siège social et autres	10	7	3	(81)	(44)	(37)
Total	2 949	2 885	64	396	381	15
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)				498,2	489,4	8,8
BPA de base (en \$)				0,79	0,78	0,01

La hausse des produits est principalement attribuable à la croissance de la base tarifaire, à la hausse du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien et aux nouveaux tarifs facturés aux clients par Central Hudson avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024. L'entrée en vigueur des nouveaux tarifs pour les clients de Central Hudson a modifié le calendrier de recouvrement des tarifs trimestriel par rapport aux coûts connexes, ce qui s'est traduit par une hausse des produits et du bénéfice pour le quatrième trimestre de 2024. L'augmentation a été contrebalancée en partie par les facteurs suivants : i) la baisse des coûts transférés en ce qui concerne UNS Energy et FortisBC Energy; ii) la comptabilisation d'une obligation de remboursement en ce qui concerne ITC en 2024, reflétant principalement l'incidence sur des périodes antérieures de la diminution du RCP de base de MISO approuvée par la FERC (se reporter à la rubrique « Faits saillants en matière de réglementation – Questions réglementaires importantes » à la page 13).

Rapport de gestion

L'augmentation du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'explique par la croissance de la base tarifaire et la hausse du bénéfice de Central Hudson attribuable aux nouveaux tarifs facturés aux clients et à la hausse du RCP autorisé entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2024. L'augmentation a été contrebalancée en partie par l'obligation de remboursement comptabilisée par ITC susmentionnée et par la baisse du bénéfice en Arizona, qui reflète principalement la hausse des charges d'exploitation. Les pertes latentes sur les contrats dérivés et le profit de 10 millions de dollars à la cession d'Aitken Creek comptabilisé en 2023 ont également eu une incidence défavorable sur le bénéfice du quatrième trimestre par rapport à l'exercice précédent.

L'incidence favorable sur le bénéfice de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains selon un taux de change moyen plus élevé entre le dollar américain et le dollar canadien a été largement contrebalancée par les pertes de change liées à la réévaluation des passifs libellés en dollars américains à un taux de 1,00 \$ US pour 1,44 \$ CA au 31 décembre 2024.

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)

	2024	2023	Écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	896	765	131
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) :			
Activités d'exploitation	962	746	216
Activités d'investissement	(1 796)	(748)	(1 048)
Activités de financement	125	(134)	259
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	33	(13)	46
Variation de la trésorerie associée aux actifs détenus en vue de la vente	—	9	(9)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	220	625	(405)

Activités d'exploitation

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est en grande partie attribuable à FortisBC Energy, et reflète l'augmentation des dépôts reçus, déduction faite des dépenses engagées, relativement au projet de pipeline Eagle Mountain ainsi que d'autres variations des soldes du fonds de roulement. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par le calendrier des sommes liées au transport transférées dans les tarifs facturés aux clients en ce qui a trait à Fortis Alberta et par la hausse des paiements d'intérêts.

Activités d'investissement

L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement reflète principalement la hausse des dépenses d'investissement en 2024, ainsi que le produit reçu en 2023 à la cession d'Aitken Creek. La baisse des apports des clients sous forme d'aide à la construction a également contribué à l'écart.

Activités de financement

L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités de financement reflète les variations dans les 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, ainsi qu'au remboursement d'emprunts effectués sur les facilités de crédit au quatrième trimestre de 2023 en lien avec le produit de la vente d'Aitken Creek. Se reporter à la rubrique « Sommaire des flux de trésorerie » à la page 17.

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 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
31 décembre 2023	2 885	381	0,78	0,78
30 septembre 2023	2 719	394	0,81	0,81
30 juin 2023	2 594	294	0,61	0,61
31 mars 2023	3 319	437	0,90	0,90

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 de gaz tend à être plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres, en raison de l'utilisation d'appareils de chauffage. Le bénéfice des entreprises de services publics de distribution d'électricité aux États-Unis tend à être 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 2024/Décembre 2023

Se reporter à la rubrique « Résultats du quatrième trimestre » à la page 41.

Septembre 2024/septembre 2023

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 26 millions de dollars, et le BPA de base a augmenté de 0,04 \$, par rapport au troisième trimestre de 2023. L'augmentation s'explique par les éléments suivants : i) la croissance de la base tarifaire; et ii) le bénéfice solide enregistré en Arizona, qui reflète les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023, une augmentation de la valeur de marché des placements permettant de financer les avantages de retraite et la hausse des crédits d'impôt à la production. Les profits latents sur les contrats dérivés comptabilisés au troisième trimestre de 2024 et un ajustement défavorable de l'impôt différé comptabilisé par ITC au troisième trimestre de 2023 ont également contribué à la croissance du bénéfice. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par le calendrier de comptabilisation des nouveaux paramètres du coût du capital, qui ont été approuvés pour FortisBC en 2023 et qui comprenaient un montant de 26 millions de dollars lié à l'incidence de l'application rétroactive au 1^{er} janvier 2023, de même 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 2024/juin 2023

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 37 millions de dollars, et le BPA de base a augmenté de 0,06 \$, par rapport au deuxième trimestre de 2023. La hausse découle du bénéfice solide enregistré en Arizona, qui reflète les nouveaux tarifs facturés aux clients de TEP avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023 et l'augmentation des ventes d'électricité au détail liée aux températures plus chaudes. La croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos entreprises de services publics et le calendrier de comptabilisation des nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC en 2023 ont aussi contribué à la croissance du bénéfice. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la baisse du bénéfice de Central Hudson et du secteur Autres entreprises d'électricité, qui reflète essentiellement la hausse des coûts d'exploitation. 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 2024/mars 2023

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 22 millions de dollars, et le BPA de base a augmenté de 0,03 \$, par rapport au premier trimestre de 2023. L'augmentation est attribuable au calendrier de comptabilisation des nouveaux paramètres du coût du capital approuvés pour FortisBC en 2023 et à la croissance de la base tarifaire dans l'ensemble de nos services publics. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges de la société de portefeuille, y compris les charges financières et les pertes latentes sur les contrats dérivés, et par la cession d'Aitken Creek le 1^{er} novembre 2023. De plus, la variation du BPA reflète 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 2024 et en 2023.

Au 31 décembre 2024, les débiteurs comprenaient un montant de 18 millions de dollars à recevoir de Belize Electricity (31 décembre 2023 – 8 millions de dollars).

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 2024 et 2023. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2024 et en 2023 n'étaient pas significatifs.

ÉVALUATION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES PAR LA DIRECTION

Contrôles et procédures de communication de l'information

Les contrôles et les procédures de communication de l'information sont conçus afin de fournir une assurance raisonnable que l'information devant être présentée dans les rapports déposés auprès des 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 2024, 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 2024.

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 2024, 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 2024 le CIIF de la Société était efficace.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, 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 26,0 milliards de dollars de la Société devrait permettre d'accroître la base tarifaire de mi-exercice, pour la faire passer de 39,0 milliards de dollars en 2024 à 53,0 milliards de dollars d'ici 2029, ce qui se traduit par un taux de croissance annuel composé sur cinq ans de 6,5 %.

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 liée à l'énergie plus propre; les investissements dans le transport liés aux tranches 1, 2.1 et 2.2 du plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional à New York; des investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les infrastructures liées aux solutions de gaz naturel renouvelable et de GNL en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements visant la croissance de la demande et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres sur l'ensemble des territoires que nous couvrons.

Fortis prévoit que la croissance à long terme de la base tarifaire permettra de stimuler le bénéfice à l'appui des prévisions de croissance du dividende, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2029, et elle se fonde à cet égard sur les hypothèses et les facteurs significatifs énumérés à la rubrique « Informations prospectives ».

Fortis a réduit ses émissions directes de GES de 34 % par rapport à l'année de référence 2019, et son objectif est de réduire ces émissions de 50 % d'ici 2030 et de 75 % d'ici 2035, et ce, à l'échelle de la Société. L'objectif supplémentaire de la Société visant à éliminer ses émissions nettes directes de GES d'ici 2050 vient renforcer l'engagement de Fortis à poursuivre la décarbonation à long terme, tout en continuant d'axer ses efforts sur la fiabilité et l'abordabilité. La capacité de la Société d'atteindre les objectifs en matière de GES pourrait être touchée par les politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial, ainsi que par des facteurs externes, y compris une croissance importante de la clientèle et de la demande et le développement de technologies d'énergie propre.

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 2029; les prévisions des dépenses d'investissement pour la période allant de 2025 à 2029; les sources prévues de financement du programme d'investissement, y compris la source du produit des actions ordinaires; les prévisions relatives à la base tarifaire de mi-exercice pour 2029 et à la croissance de la base tarifaire de 2024 à 2029; la nature, le calendrier et les avantages prévus d'autres occasions 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 liée à l'énergie plus propre, les investissements dans le transport liés aux tranches 1, 2.1 et 2.2 du plan de transport sur grande distance de MISO et au transport régional à New York; des investissements en matière de résilience du réseau et d'adaptation aux changements climatiques; les solutions liées aux infrastructures liées aux solutions de gaz naturel renouvelable et de GNL en Colombie-Britannique; et l'accélération des investissements visant la croissance de la demande et des investissements dans des infrastructures énergétiques plus propres; les incidences prévues des tendances sectorielles en matière de services publics sur les entreprises de services publics et sur les dépenses d'investissement 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 en 2025; l'emploi prévu du produit des financements par emprunt; le rendement des obligations contractuelles visant à fournir un apport sous forme de capitaux propres à Wataynikaneyap Power; les incidences éventuelles des révisions des tarifs ou des nouveaux tarifs sur les dépenses d'investissement prévues et réelles; les prévisions relatives à la base tarifaire de mi-exercice par secteur en 2025 et en 2029; la nature, le calendrier, les avantages et les coûts prévus de certains projets d'investissement, y compris les projets de transport d'ITC liés au plan de transport sur grande distance de MISO, les projets de production d'énergie liée au plan de ressource intégré, les projets 1 et 2 de systèmes de stockage d'énergie dans des batteries de la réserve Roadrunner, du projet de transport Vail-to-Tortolita, du projet de pipeline d'Eagle Mountain, du projet d'expansion de la capacité de stockage de GNL de Tilbury, du projet d'infrastructure de compteurs évolués, de la phase 1B du projet Tilbury et d'occasions d'investissement additionnelles; l'objectif d'élimination des émissions nettes directes de GES d'ici 2050; les objectifs de réduction des émissions directes de GES d'ici 2030 et 2035; la façon dont les objectifs de réduction des émissions de GES de la Société devraient être atteints, y compris le plan de TEP lié à l'abandon du charbon; l'incidence éventuelle des politiques énergétiques aux échelons fédéral, étatique et provincial et d'autres facteurs, y compris une croissance importante de la clientèle et de la demande et le développement de technologies d'énergie propre, sur la capacité de la Société d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES; l'incidence prévue 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 visant à limiter la déductibilité des intérêts et à instaurer un 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, qui se situent entre 4 % et 6 % annuellement jusqu'en 2029.

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 2025 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 lois et aux règlements en matière d'environnement; 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 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 13 février 2025. 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

ACVM : Autorités canadiennes en valeurs mobilières

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 détient indirectement une participation de 33 %

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 2024) par Fortis, ainsi que sa filiale

CCNID : Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité

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

Cour d'appel du District de Columbia : Cour d'appel américaine pour le circuit du District de Columbia

Dépenses d'investissement : décaissements pour les entrées d'immobilisations corporelles et d'immobilisations incorporelles, tel qu'il est présenté dans les états financiers annuels, et quote-part de 39 % revenant à Fortis des dépenses d'investissement pour le projet Wataynikaneyap Transmission Power. Se reporter à la rubrique « Mesures financières non conformes aux PCGR des États-Unis » à la page 12.

EPRI : Electric Power Research Institute

États financiers annuels de 2024 : états financiers consolidés audités de la Société et notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2024

États-Unis : États-Unis d'Amérique

Expansion de Waneta : installation de production d'hydroélectricité de l'Expansion de Waneta

FERC : Federal Energy Regulatory Commission

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

Fortis : Fortis Inc.

Fortis Belize : Fortis Belize Limited, une filiale indirecte entièrement détenue de Fortis

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

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

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

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

GES : gaz à effet de serre

GNL : gaz naturel liquéfié

GNR : gaz naturel renouvelable

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

Luna : installation Luna Energy

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

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

MISO : Midcontinent Independent System Operator, Inc.

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

Morningstar DBRS : DBRS Limited

MW : mégawatt(s)

Navajo : centrale Navajo

NCID : Normes canadiennes d'information sur la durabilité

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

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

PTLD : plan de transport longue distance

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 2024

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

RPD : Régimes de retraite à prestations définies

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

RRD : régime de réinvestissement des dividendes

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

San Juan : unité 1 de la centrale San Juan

SEC : Securities and Exchange Commission des États-Unis

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

Société : Fortis Inc.

Taux SOFR : secured overnight financing rate

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.

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 2024 et 2023 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.....	28
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant (« ID PCAOB n° 01208 ») – Opinion sur les états financiers.....	3	NOTE 10	Immobilisations corporelles.....	29
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant – Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.....	6	NOTE 11	Immobilisations incorporelles.....	30
Bilans consolidés.....	7	NOTE 12	Goodwill.....	31
États consolidés du résultat net.....	8	NOTE 13	Créditeurs et autres passifs courants.....	31
États consolidés du résultat global.....	8	NOTE 14	Dettes à long terme.....	32
Tableaux consolidés des flux de trésorerie.....	9	NOTE 15	Contrats de location.....	35
États consolidés des variations des capitaux propres.....	10	NOTE 16	Autres passifs.....	37
Notes annexes		NOTE 17	Bénéfice par action ordinaire.....	37
NOTE 1 Description des activités.....	11	NOTE 18	Actions privilégiées.....	38
NOTE 2 Réglementation.....	12	NOTE 19	Cumul des autres éléments du résultat global.....	39
NOTE 3 Sommaire des principales méthodes comptables.....	15	NOTE 20	Régimes de rémunération fondée sur des actions.....	39
NOTE 4 Information sectorielle.....	23	NOTE 21	Cession.....	42
NOTE 5 Produits.....	25	NOTE 22	Autres produits, montant net.....	42
NOTE 6 Débiteurs et autres actifs courants.....	26	NOTE 23	Impôt sur le résultat.....	42
NOTE 7 Stocks.....	26	NOTE 24	Avantages du personnel futurs.....	44
NOTE 8 Actifs et passifs réglementaires.....	27	NOTE 25	Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie.....	48
		NOTE 26	Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque.....	48
		NOTE 27	Engagements et éventualités.....	53

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 2024, 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 2024 le CIIF de la Société était efficace.

Le CIIF de la Société a été audité au 31 décembre 2024 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 2024. Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a émis une opinion sans réserve pour ces deux audits.

Le 13 février 2025

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 2024 et 2023, 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 2024, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers »). À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2024 et 2023, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2024, 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 2024, 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 13 février 2025 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.

Éléments critiques de l'audit

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

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

Description de l'élément critique de l'audit

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

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

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

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

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

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

Description de l'élément critique de l'audit

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

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

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

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

- L'évaluation de l'efficacité des contrôles à l'égard de la surveillance et de l'évaluation de l'évolution réglementaire pouvant avoir une incidence sur la probabilité de recouvrement des coûts à même les tarifs futurs ou sur une baisse future des tarifs.
- L'examen des ordonnances, des lois et des interprétations réglementaires pertinentes ainsi que des notes de procédures, des documents déposés par les entreprises de services publics et les intervenants ainsi que d'autres informations publiées en vue de déterminer la probabilité du recouvrement à même les tarifs futurs ou d'une baisse future des tarifs et la capacité à réaliser un RCP ou un RAB raisonnable.

États financiers consolidés

- Pour les questions réglementaires en cours, l'inspection des documents déposés par les entreprises de services publics réglementés afin de déterminer s'ils contiennent des éléments probants qui pourraient contredire les assertions de la direction. Nous avons obtenu une analyse de la part de la direction ainsi que des lettres des conseillers juridiques internes et externes, au besoin, concernant le recouvrement des coûts ou une baisse future des tarifs.
- L'évaluation des informations présentées par la Société sur l'incidence de la réglementation des tarifs, y compris les soldes comptabilisés et l'évolution réglementaire.

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

Comptables professionnels agréés

St. John's, Canada

Le 13 février 2025

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 2024, 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 2024, 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 2024 et pour l'exercice clos à cette date de la Société, et notre rapport daté du 13 février 2025 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 13 février 2025

BILANS CONSOLIDÉS

FORTIS INC.

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2024	2023
ACTIF		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	220 \$	625 \$
Débiteurs et autres actifs courants (note 6)	1 886	1 818
Charges payées d'avance	182	150
Stocks (note 7)	685	566
Actifs réglementaires (note 8)	823	866
Total des actifs courants	3 796	4 025
Autres actifs (note 9)	1 653	1 298
Actifs réglementaires (note 8)	3 808	3 518
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	49 456	43 385
Immobilisations incorporelles, montant net (note 11)	1 661	1 510
Goodwill (note 12)	13 112	12 184
Total de l'actif	73 486 \$	65 920 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passifs courants		
Emprunts à court terme (note 14)	98 \$	119 \$
Créditeurs et autres passifs courants (note 13)	3 353	2 972
Passifs réglementaires (note 8)	595	577
Tranche courante de la dette à long terme (note 14)	1 990	2 296
Total des passifs courants	6 036	5 964
Passifs réglementaires (note 8)	3 696	3 381
Impôt différé (note 23)	5 020	4 399
Dette à long terme (note 14)	31 224	27 235
Contrats de location-financement (note 15)	343	339
Autres passifs (note 16)	1 314	1 270
Total du passif	47 633	42 588
Engagements et éventualités (note 27)		
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹	15 589	15 108
Actions privilégiées (note 18)	1 623	1 623
Surplus d'apport	8	9
Cumul des autres éléments du bénéfice global (note 19)	2 067	653
Bénéfices non distribués	4 521	4 112
Capitaux propres	23 808	21 505
Participations ne donnant pas le contrôle	2 045	1 827
Total des capitaux propres	25 853	23 332
Total du passif et des capitaux propres	73 486 \$	65 920 \$

1. Sans valeur nominale. Nombre illimité d'actions autorisées; 499,3 millions et 490,6 millions d'actions émises et en circulation aux 31 décembre 2024 et 2023, respectivement.

Approuvés au nom du conseil d'administration,

/s/ Jo Mark Zurel

Jo Mark Zurel,
Administrateur

/s/ Maura J. Clark

Maura J. Clark,
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)

	2024	2023
Produits (note 5)	11 508 \$	11 517 \$
Charges		
Coûts de l'approvisionnement énergétique	3 249	3 771
Charges d'exploitation	3 040	2 889
Amortissements	1 927	1 773
Total des charges	8 216	8 433
Bénéfice d'exploitation	3 292	3 084
Autres produits, montant net (note 22)	288	291
Charges financières	1 406	1 305
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	2 174	2 070
Charge d'impôt sur le résultat (note 23)	346	360
Bénéfice net	1 828 \$	1 710 \$
Bénéfice net attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	148 \$	137 \$
Actionnaires privilégiés (note 18)	74	67
Actionnaires ordinaires	1 606	1 506
	1 828 \$	1 710 \$
Bénéfice par action ordinaire (note 17)		
De base	3,24 \$	3,10 \$
Dilué	3,24 \$	3,10 \$

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	2024	2023
Bénéfice net	1 828 \$	1 710 \$
Autres éléments de bénéfice global (de perte globale)		
Profits (pertes) de change latents, déduction faite des activités de couverture et de l'économie (de la charge) d'impôt sur le résultat de 14 millions de dollars et de (3) millions de dollars, respectivement	1 561	(402)
Autres, déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 3 millions de dollars et de 4 millions de dollars, respectivement	9	6
	1 570	(396)
Bénéfice global	3 398 \$	1 314 \$
Bénéfice global attribuable aux :		
Participations ne donnant pas le contrôle	304 \$	96 \$
Actionnaires privilégiés	74	67
Actionnaires ordinaires	3 020	1 151
	3 398 \$	1 314 \$

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)

	2024	2023
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 828 \$	1 710 \$
Ajustements afin de rapprocher le bénéfice net et les flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation :		
Amortissement – immobilisations corporelles	1 695	1 542
Amortissement – immobilisations incorporelles	153	150
Amortissement – autres	79	81
Charge d'impôt différé (note 23)	154	272
Composante capitaux propres de la provision pour fonds utilisés pendant la construction (note 22)	(139)	(101)
Autres	43	72
Variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme	(99)	(100)
Variation du fonds de roulement (note 25)	168	(81)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	3 882	3 545
Activités d'investissement		
Entrées d'immobilisations corporelles	(5 012)	(3 986)
Entrées d'immobilisations incorporelles	(206)	(183)
Apports sous forme d'aide à la construction	106	216
Produit de la cession, montant net (note 21)	—	454
Apports aux entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	(24)
Autres	(283)	(219)
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(5 395)	(3 742)
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme, déduction faite des frais d'émission (note 14)	3 124	2 810
Remboursements de la dette à long terme et des contrats de location-financement	(1 718)	(1 210)
Emprunts sur les facilités de crédit engagées	8 618	7 217
Remboursements sur les facilités de crédit engagées	(8 055)	(7 276)
Variation des emprunts à court terme, montant net	(25)	(126)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais et des dividendes réinvestis	46	43
Dividendes		
Actions ordinaires, déduction faite des dividendes réinvestis	(744)	(701)
Actions privilégiées	(74)	(67)
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(110)	(83)
Autres	2	6
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	1 064	613
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	44	—
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(405)	416
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	625	209
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	220 \$	625 \$

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 <i>(en millions de dollars)</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées <i>(note 18)</i>	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments de bénéfice global (de perte globale) <i>(note 19)</i>	Bénéfices non distribués	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
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 provenant des 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 \$
Au 31 décembre 2022	482,2	14 656 \$	1 623 \$	10 \$	1 008 \$	3 733 \$	1 812 \$	22 842 \$
Bénéfice net	—	—	—	—	—	1 573	137	1 710
Autres éléments de perte globale	—	—	—	—	(355)	—	(41)	(396)
Actions ordinaires émises	8,4	452	—	—	—	—	—	452
Versement de dividendes de filiales aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	(83)	(83)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires (2,31 \$ par action)	—	—	—	—	—	(1 127)	—	(1 127)
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	(67)	—	(67)
Autres	—	—	—	(1)	—	—	2	1
Au 31 décembre 2023	490,6	15 108 \$	1 623 \$	9 \$	653 \$	4 112 \$	1 827 \$	23 332 \$

Se reporter aux notes annexes.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

Entreprises de services publics réglementés

ITC : ITC Investment Holdings Inc., ITC Holdings Corp., et les activités de transport d'électricité de ses filiales réglementées en exploitation, dont International Transmission Company (« ITCTransmission »), Michigan Electric Transmission Company, LLC (« METC »), ITC Midwest LLC (« ITC Midwest ») et ITC Great Plains, LLC. Fortis détient une participation de 80,1 % dans ITC et une société affiliée de GIC Private Limited détient une participation minoritaire de 19,9 %.

ITC possède et exploite des lignes de transport à haute tension dans la péninsule inférieure du Michigan ainsi que dans des parties de l'Iowa, du Minnesota, de l'Illinois, du Missouri, du Kansas, 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 3 442 mégawatts (« MW »), y compris 68 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 »); une participation donnant le contrôle d'environ 60 % dans Caribbean Utilities Company, Ltd. (« Caribbean Utilities »); FortisTCI Limited et Turks and Caicos Utilities Limited (collectivement « FortisTCI »); et une participation en actions de 33 % dans Belize Electricity Limited (« Belize Electricity »).

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS (suite)

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 de 1 800 kilomètres raccordera 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 fournisseur d'électricité sur l'île Grand Caïman, grâce à sa capacité de production au diesel de 166 MW. FortisTCI se compose de deux entreprises de services publics réglementés d'électricité intégrées qui fournissent de l'électricité dans certaines îles Turks et Caicos et a une capacité de production de 99 MW, incluant une capacité de production au diesel de 95 MW et une capacité de production d'énergie solaire de 4 MW. Belize Electricity est une entreprise de services publics d'électricité intégrée et le principal distributeur d'électricité au Belize.

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. Les actifs de production se composent de trois centrales hydroélectriques d'une capacité de production combinée de 51 MW, détenues par une filiale indirecte entièrement détenue de la Société, Fortis Belize Limited, dont la production est vendue à Belize Electricity en vertu de contrats d'achat d'électricité de 50 ans. Comprend également les résultats de l'installation de stockage de gaz naturel Aitken Creek (« Aitken Creek ») jusqu'au 1^{er} novembre 2023, 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

2. RÉGLEMENTATION (suite)

Nature de la réglementation		Capitaux propres ordinaires autorisés (en %)	RCP autorisé ¹ (en %)		Principales caractéristiques
Services publics réglementés	Autorité de réglementation		2024	2023	
ITC	Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »)	60,0	10,73 ²	10,77 ²	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	9,55 ⁴	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 ⁶	9,50	
UNS Gas	ACC	50,8	9,75 ⁷	9,75	
Central Hudson	New York State Public Service Commission (« PSC »)	48,0	9,50 ⁸	9,00	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	9,28	8,50	TAR, fondée sur une formule pour déterminer le RCP sur une base annuelle ⁹
Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities	45,0	8,50	8,50	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
Maritime Electric	Commission de réglementation et d'appels de l'Île	40,0	9,35	9,35	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin future
FortisOntario ¹⁰	Commission de l'énergie de l'Ontario	40,0	8,52 à 9,30	8,52 à 9,30	Réglementation fondée sur le coût du service, avec mécanismes incitatifs
Caribbean Utilities ¹¹	Utility Regulation and Competition Office	s.o.	8,25 à 10,25	7,50 à 9,50	Réglementation fondée sur le coût du service Mécanisme de plafonnement et d'ajustement des tarifs fondé sur les indices des prix à la consommation publiés
FortisTCl ¹²	Gouvernement des îles Turks et Caicos	s.o.	15,00 à 17,50	15,00 à 17,50	Réglementation fondée sur le coût du service Année témoin historique

1. RAB pour Caribbean Utilities et FortisTCl.

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 %. En octobre 2024, la FERC a émis une ordonnance révisant le RCP de base et s'appliquant de manière rétroactive à certaines périodes antérieures, y compris en 2023. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

3. L'ajustement annuel est recouvré ou remboursé à même les tarifs des deux années subséquentes.

4. Capitaux propres ordinaires autorisés de 54,3 % et RCP de 9,55 %, avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2023.

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. Capitaux propres ordinaires autorisés de 53,7 % et RCP de 9,75 %, avec prise d'effet le 1^{er} février 2024.

7. Une demande tarifaire générale prévoyant l'établissement de nouveaux tarifs facturés aux clients est en cours. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

8. RCP de 9,5 %, en vigueur le 1^{er} juillet 2024. Une demande tarifaire générale prévoyant l'établissement, à compter du 1^{er} juillet 2025, de nouveaux tarifs facturés aux clients est en cours. Se reporter à la section « Questions réglementaires importantes » ci-après.

9. En 2023, FortisAlberta était assujettie à l'analyse de ses besoins en produits relativement au coût du service. Le RCP a été établi à 8,97 % pour 2025.

10. 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.

11. 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.

12. Exerce ses activités en vertu de licences de 25 ans et de 50 ans accordées par le gouvernement des îles Turks et Caicos arrivant respectivement à expiration en 2036 et en 2037.

2. RÉGLEMENTATION (suite)

Questions réglementaires importantes

ITC

RCP de base de MISO : En 2022, la Cour d'appel américaine pour le circuit du District de Columbia a publié une décision annulant certaines ordonnances émises par la FERC qui avaient établi la méthode de calcul du RCP de base pour les propriétaires de lignes de transport exerçant leurs activités dans la région de Midcontinent Independent System Operator, Inc. (« MISO »), y compris ITC, et a renvoyé la question à la FERC pour qu'elle poursuive le processus. Cette question découle de plaintes déposées à la FERC en 2013 et en 2015, qui contestaient le RCP de base de MISO alors en vigueur.

En octobre 2024, la FERC a émis une ordonnance mettant fin à l'utilisation du modèle de la prime de risque pour le calcul du RCP de base; les autres changements à la méthode sont maintenus. La mise à jour de la méthode a donné lieu à une révision du RCP de base, qui est passé de 10,02 % à 9,98 %. Le RCP maximal, compte tenu des incitatifs, ne doit pas excéder 12,58 %. L'ordonnance exige aussi certains remboursements, avec intérêts, d'ici décembre 2025, relativement à la période de 15 mois allant de novembre 2013 à février 2015 et, sur une base prospective, à la période débutant en septembre 2016. Un passif réglementaire de 39 millions de dollars (27 millions de dollars américains) au titre des remboursements a été comptabilisé par ITC au 31 décembre 2024.

Certains propriétaires de lignes de transport exerçant leurs activités dans la région de MISO, y compris ITC, ont déposé une demande de nouvelle audience auprès de la FERC en novembre 2024, puis interjeté appel de l'ordonnance devant la Cour d'appel du District de Columbia en janvier 2025. Les demandes de nouvelle audience et d'appel portent principalement sur la période de remboursement et les intérêts connexes. Le calendrier et l'issue de ces demandes sont inconnus.

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 instance demeurent inconnus.

Droit de premier refus des propriétaires de lignes de transport : En décembre 2023, la Cour de district de l'Iowa a décidé que la façon dont la loi relative au droit de premier refus de l'Iowa avait été adoptée était inconstitutionnelle. La loi accordait aux propriétaires de lignes de transport d'électricité titulaires, y compris ITC, un droit de premier refus visant la construction, la propriété et l'entretien de certains actifs de transport d'électricité dans l'État. La Cour de district n'a pas statué sur le bien-fondé du droit de premier refus en tant que tel, mais a émis une injonction permanente empêchant ITC et d'autres entités de prendre des mesures supplémentaires relativement à la construction des projets liés à la tranche 1 du plan de transport sur grande distance de MISO en Iowa en s'appuyant sur le droit de premier refus.

En mai 2024, MISO a entrepris un processus d'analyse des écarts en raison de l'empêchement de construire une partie des projets liés à la tranche 1 du plan de transport sur grande distance en Iowa découlant de l'injonction prononcée par la Cour de district. En août 2024, MISO a terminé l'analyse des écarts, laquelle a confirmé l'attribution initiale des projets à ITC et aux autres propriétaires de lignes de transport titulaires. Bien que les résultats du processus d'analyse des écarts de MISO montrent qu'ITC peut aller de l'avant avec l'aménagement de sa partie des projets liés à la tranche 1 du plan de transport sur grande distance en Iowa, diverses actions en justice, dont le calendrier et l'issue sont inconnus, sont en cours relativement à cette question.

UNS Energy

Registre sur le décalage attribuable à la réglementation générique : En décembre 2024, l'ACC a approuvé l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule qui permet aux entreprises de services publics de proposer des tarifs établis selon une formule lors de demandes de révision des tarifs futures. S'il est approuvé par l'ACC, ce régime se traduirait par un ajustement annuel des tarifs selon une formule prédéterminée. Le régime de tarifs établis selon une formule devrait améliorer la stabilité des tarifs pour les clients, tout en réduisant le décalage attribuable à la réglementation et le nombre de facteurs d'ajustement des tarifs existants.

Demande tarifaire générale d'UNS Gas : En novembre 2024, UNS Gas a déposé une demande tarifaire générale auprès de l'ACC prévoyant une augmentation des tarifs de livraison de gaz avec prise d'effet le 1^{er} février 2026. La demande vise également à fixer le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital à 10,25 % et à 56 %, respectivement. En janvier 2025, UNS Gas a déposé des documents supplémentaires proposant un mécanisme d'ajustement annuel des tarifs à la suite de l'approbation, par l'ACC, de l'énoncé de politique portant sur un régime de tarifs établis selon une formule susmentionnée. Le calendrier et l'issue de cette instance sont inconnus.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

2. RÉGLEMENTATION (suite)

Central Hudson

Demande tarifaire générale de 2025 : En août 2024, Central Hudson a déposé une demande tarifaire générale auprès de la PSC prévoyant une augmentation des tarifs de livraison d'électricité et de gaz avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2025. La demande vise également à fixer le RCP autorisé et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de Central Hudson à 10 % et à 48 %, respectivement. Le calendrier et l'issue de cette instance sont inconnus.

Ordonnance de justifier : En octobre 2024, la PSC a émis une ordonnance de justifier enjoignant à Central Hudson d'expliquer pourquoi la PSC ne devrait pas tenter une procédure de mise à exécution relativement à une explosion liée au gaz qui s'est produite en novembre 2023. Central Hudson a déposé sa réponse en novembre 2024. Le calendrier et l'issue de l'ordonnance de justifier sont inconnus.

FortisBC Energy et FortisBC Electric

Cadre tarifaire pour la période allant de 2025 à 2027 : En avril 2024, FortisBC a déposé une demande auprès de la BCUC afin d'obtenir l'approbation d'un cadre tarifaire pour la période allant de 2025 à 2027. Le cadre tarifaire est fondé sur l'actuel régime tarifaire pluriannuel et comprend, notamment, une mise à jour des taux d'amortissement et des frais indirects inscrits à l'actif, un niveau révisé de charges d'exploitation et d'entretien par client indexées pour tenir compte de l'inflation, moins un facteur d'ajustement fixe appliqué selon la productivité, une approche similaire en ce qui concerne les investissements de croissance, une approche fondée sur les prévisions en ce qui a trait aux investissements de maintien et aux autres investissements, la poursuite de la collecte aux fins du fonds d'innovation visant à accélérer l'investissement dans l'innovation en matière d'énergie propre et le partage continu des écarts par rapport au RCP autorisé avec les clients. Le cadre tarifaire prévoit également le maintien des mécanismes de report actuellement en place. Une décision de la BCUC est attendue au milieu de 2025.

FortisAlberta

Décision liée au coût du capital générique : En octobre 2023, l'AUC a publié une décision relativement à l'instance liée au coût du capital générique pour 2024. En novembre 2023, FortisAlberta a demandé la permission de porter la décision relative au coût du capital générique 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 ne pas ajuster le RCP et la composante capitaux propres ordinaires de la structure du capital de FortisAlberta pour tenir compte du risque commercial additionnel découlant de la concurrence avec des associations d'électrification rurale qui interviennent dans le territoire de service de FortisAlberta et des risques réglementaires accrus liés au non-recouvrement des coûts attribuables aux associations d'électrification rurale. En avril 2024, la Cour d'appel a autorisé FortisAlberta à interjeter appel. Une décision est attendue au premier trimestre de 2025.

Décision relative à la troisième période d'application de la TAR : En octobre 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. En novembre 2023, 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. La demande de FortisAlberta visant à interjeter appel de la décision a été entendue par la Cour d'appel en décembre 2024, et une décision est attendue au premier trimestre de 2025.

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Correction de valeur pour pertes de crédit

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

Stocks

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

Actifs et passifs réglementaires

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

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

Placements

Les placements sont soumis une fois par année à un test de dépréciation potentielle. Toute perte de valeur repérée est comptabilisée.

Immobilisations corporelles

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

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

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

Au moyen de méthodes établies par leurs autorités de réglementation respectives, les entreprises de services publics réglementés de la Société inscrivent à l'actif : i) les coûts indirects qui ne sont pas directement attribuables à des immobilisations corporelles précises, mais qui ont trait au plan général de dépenses d'investissement; ii) une provision pour fonds utilisés pendant la construction (« PFUPC »). La composante dette de la PFUPC, qui totalise 74 millions de dollars pour 2024 (2023 – 56 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'exige les autorités de réglementation qui les régissent, UNS Energy et Central Hudson comptabilisent ces éléments dans les stocks jusqu'à leur utilisation et les reclassent dans les immobilisations corporelles une fois qu'ils sont mis en service.

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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité estimative. Les taux d'amortissement des immobilisations corporelles réglementées sont approuvés par les autorités de réglementation concernées, et se sont établis entre 0,5 % et 33,0 % pour 2024 (2023 – entre 0,5 % et 35,0 %). Pour 2024, 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 % (2023 – 2,6 %).

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)	2024		2023	
	Fourchette des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée	Fourchettes des durées d'utilité	Durée d'utilité résiduelle moyenne pondérée
Distribution				
Électricité	5-80	32	5-80	31
Gaz	18-83	37	18-95	38
Transport				
Électricité	20-85	42	20-90	41
Gaz	10-80	35	10-85	36
Production	2-95	22	2-95	23
Autres	3-80	13	3-80	10

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 2024 (2023 – 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)	2024		2023	
	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	30-85	52	30-90	52
Autres	10-100	16	10-100	14

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.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Dépréciation d'actifs à long terme

La Société révisé l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée et d'autres actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que 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 improbable que la juste valeur soit inférieure à la valeur comptable, une estimation quantitative de la juste valeur n'est pas nécessaire. Lorsqu'une évaluation quantitative est 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 employée et un rapprochement de la juste valeur estimative totale de toutes les unités d'exploitation et de la capitalisation boursière de la Société est également effectué.

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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.

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 recouverts auprès des clients dans les tarifs courants, est assujéti au traitement en compte de report et devrait être recouvert auprès des clients ou remboursé à ces derniers à même les tarifs futurs. 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 assujétis 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 régleme 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.

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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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

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 2024 s'établissait à 1,00 \$ US pour 1,44 \$ CA (2023 – 1,00 \$ US pour 1,32 \$ 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 1,37 \$ CA en 2024 (2023 – 1,00 \$ US pour 1,35 \$ 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. Jusqu'à la date de sa cession, Aitken Creek avait recours à des dérivés pour gérer le risque lié aux produits de base, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique (note 21). 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

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

Présentation des instruments dérivés

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

Impôt sur le résultat

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

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

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

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

Fortis ne comptabilise pas d'impôt différé à l'égard des différences temporaires liées aux investissements dans les filiales étrangères lorsqu'elle a l'intention de réinvestir pour une durée indéterminée le bénéfice. La différence entre la valeur comptable de ces investissements et leur base fiscale, qui découle des bénéfices non rapatriés des filiales et de l'écart de change, s'élevait à environ 8,1 milliards de dollars au 31 décembre 2024 (2023 – 6,3 milliards de dollars). 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Par conséquent, lorsque la date finale et le coût de cette remise en état des lieux ou de l'enlèvement des actifs en question ne peuvent être raisonnablement établis, aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'est comptabilisée.

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

Éventualités

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

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

Utilisation 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.

Nouvelles méthodes comptables

Information sectorielle : La Société a adopté l'ASU n° 2023-07, *Improvements to Reportable Segment Disclosures*, pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, et l'adoptera pour les périodes intermédiaires ouvertes à compter de 2025. Cette mise à jour exige la présentation d'informations sectorielles supplémentaires, y compris les charges sectorielles importantes et les autres éléments qui sont pris en compte dans le calcul du résultat net sectoriel. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence significative sur les informations à fournir de Fortis.

Futures prises de position faisant autorité en comptabilité

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

Impôt sur le résultat : L'ASU n° 2023-09, *Improvements to Income Tax Disclosures*, entrera en vigueur pour Fortis le 1^{er} janvier 2025 sur une base prospective; l'application rétrospective et l'adoption anticipée sont permises. L'ASU 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. Fortis ne s'attend pas à ce que l'ASU ait une incidence significative sur ses informations à fournir.

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.

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 son 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 2024 et en 2023.

Au 31 décembre 2024, les débiteurs comprenaient un montant de 18 millions de dollars à recevoir de Belize Electricity (31 décembre 2023 – 8 millions de dollars).

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 2024 et 2023. Les intérêts imputés sur les prêts intersectoriels en 2024 et en 2023 n'étaient pas significatifs.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

4. INFORMATION SECTORIELLE (suite)

(en millions de dollars)	Activités réglementées							Activités non réglementées		Éliminations intersectorielles	Total
	ITC	UNS Energy	Central Hudson	FortisBC Energy	Fortis Alberta	FortisBC Electric	Autres entreprises d'électricité	Sous-total	Siège social et autres		
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
Exercice clos le 31 décembre 2023											
Produits	2 085	3 006	1 360	1 955	738	528	1 761	11 433	84	—	11 517
Coûts de l'approvisionnement énergétique	—	1 290	499	760	—	153	1 069	3 771	—	—	3 771
Charges d'exploitation	494	776	601	408	180	127	231	2 817	72	—	2 889
Amortissements	416	361	113	309	265	96	204	1 764	9	—	1 773
Bénéfice d'exploitation	1 175	579	147	478	293	152	257	3 081	3	—	3 084
Autres produits, montant net	82	49	54	34	6	4	23	252	39	—	291
Charges financières	427	145	67	163	125	79	86	1 092	213	—	1 305
Charge d'impôt sur le résultat	208	83	29	74	12	9	26	441	(81)	—	360
Bénéfice net	622	400	105	275	162	68	168	1 800	(90)	—	1 710
Participations ne donnant pas le contrôle	114	—	—	1	—	—	22	137	—	—	137
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	67	—	67
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	508	400	105	274	162	68	146	1 663	(157)	—	1 506
Entrées d'immobilisations corporelles et incorporelles	1 103	916	341	593	608	126	466	4 153	16	—	4 169
Au 31 décembre 2023											
Goodwill	8 127	1 830	597	913	228	235	254	12 184	—	—	12 184
Total de l'actif	24 269	12 784	5 371	9 225	5 962	2 715	5 227	65 553	401	(34)	65 920

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

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.

(en millions de dollars)	2024	2023
Produits liés à l'électricité et au gaz		
États-Unis		
ITC	2 205	2 098
UNS Energy	2 731	2 707
Central Hudson	1 366	1 329
Canada		
FortisBC Energy	1 538	1 766
FortisAlberta	770	699
FortisBC Electric	481	460
Newfoundland Power	770	759
Maritime Electric	277	258
FortisOntario	235	217
Caraïbes		
Caribbean Utilities	402	388
FortisTCI	118	108
Total des produits liés à l'électricité et au gaz	10 893	10 789
Produits liés aux autres services	350	374
Produits tirés de contrats conclus avec des clients	11 243	11 163
Revenus alternatifs	169	150
Autres produits des activités ordinaires	96	204
Total des produits	11 508	11 517

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. En 2023, les produits liés aux autres services comprenaient également les produits découlant des activités d'optimisation de stockage d'Aitken Creek, jusqu'à la date de sa cession (note 21).

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

5. PRODUITS (suite)

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.

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)	2024	2023
Créances clients	1 009	890
Créances non facturées	738	727
Correction de valeur pour pertes de crédit	(78)	(68)
	1 669	1 549
Impôt à recevoir	—	78
Autres ¹	217	191
	1 886	1 818

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).

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)	2024	2023
Solde au début de l'exercice	(68)	(58)
Pertes de crédit passées en charges	(30)	(33)
Report de pertes de crédit	(31)	(13)
Radiations, déduction faite des recouvrements	55	35
Taux de change	(4)	1
Solde à la fin de l'exercice	(78)	(68)

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)	2024	2023
Matières et fournitures	548	431
Gaz et combustible stockés	65	96
Stocks de charbon	72	39
	685	566

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

(en millions de dollars)	2024	2023
Actifs réglementaires		
Impôt différé (note 3)	2 248	2 058
Coûts de gestion de l'énergie différés ¹	591	521
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	453	521
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 24)	235	254
Dérivés (notes 3 et 26)	175	197
Charges locatives différées ³	142	137
Coûts de remise en état différés ⁴	133	115
Report relatif à la remise en état des centrales au gaz (note 16)	82	81
Coûts de mise hors service anticipée liée à la production ⁵	66	64
Compte lié au gaz naturel renouvelable ⁶	58	47
Autres actifs réglementaires ⁷	448	389
Total des actifs réglementaires	4 631	4 384
Moins : tranche courante	(823)	(866)
Actifs réglementaires à long terme	3 808	3 518

(en millions de dollars)	2024	2023
Passifs réglementaires		
Coûts futurs d'enlèvement (note 3)	1 728	1 547
Impôt différé (note 3)	1 329	1 280
Avantages du personnel futurs (notes 3 et 24)	459	294
Comptes de stabilisation tarifaire et comptes connexes ²	208	292
Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable ⁸	155	129
Passif lié à l'efficacité énergétique ⁹	88	78
Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz ¹⁰	61	50
Report des charges de l'AESO ¹¹	58	121
Autres passifs réglementaires ⁷	205	167
Total des passifs réglementaires	4 291	3 958
Moins : tranche courante	(595)	(577)
Passifs réglementaires à long terme	3 696	3 381

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 recouvré 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. **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.

6. **Compte lié au gaz naturel renouvelable** : Reflète l'écart entre les coûts engagés pour l'approvisionnement du biométhane consommable et les produits connexes recouverts 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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

8. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES (suite)

7. **Autres actifs et passifs réglementaires** : Comprennent les actifs et les passifs réglementaires dont la valeur individuelle est inférieure à 50 millions de dollars.
8. **Supplément de facturation au titre de l'énergie renouvelable** : Aux termes de la norme sur l'énergie renouvelable (« NER ») de l'ACC, UNS Energy est tenue d'augmenter son utilisation d'énergie renouvelable chaque année jusqu'à ce qu'elle représente au moins 15 % du total de ses besoins énergétiques de détail annuels, d'ici 2025. Le coût de la mise en œuvre de ce plan est recouvré auprès des clients de détail au moyen d'un supplément de facturation au titre de la NER. S'il y a un écart positif ou négatif entre le recouvrement de supplément de facturation au titre de la NER et les coûts engagés pour mettre en œuvre les plans, le montant de cet écart est différé à titre d'actif ou de passif réglementaire.
- L'ACC mesure la conformité à la NER à l'aide des crédits d'énergie renouvelable (« CER »). Chaque CER équivaut à un kilowattheure produit à partir de ressources renouvelables. Quand UNS Energy achète de l'énergie renouvelable, la prime payée par rapport aux prix du marché de l'électricité traditionnelle constitue le coût des CER recouvrable au moyen du supplément de facturation au titre de la NER. Quand des CER sont achetés, UNS Energy comptabilise leur coût au poste Autres actifs à long terme (note 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.
9. **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.
10. **Compte modérateur des tarifs de l'électricité et du gaz** : Dans le cadre des demandes tarifaires générales 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.
11. **Report des charges de l'AESO** : Se rapporte aux différences entre les produits recouverts et les montants engagés pour des éléments liés au transport à FortisAlberta qui doivent être recouverts ou remboursés à même les tarifs facturés aux clients.

Les actifs réglementaires qui ne produisent pas de rendement : i) totalisaient 1 908 millions de dollars et 1 995 millions de dollars aux 31 décembre 2024 et 2023, respectivement; ii) sont principalement liés à l'impôt différé et aux avantages du personnel futurs; et iii) ne représentent habituellement pas un décaissement antérieur étant donné qu'ils sont contrebalancés par des passifs connexes qui, de la même manière, n'engagent aucun coût de détention aux fins de l'établissement des tarifs. Les périodes de recouvrement varient ou doivent être déterminées par les autorités de réglementation concernées.

9. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	2024	2023
Avantages du personnel futurs (note 24)	551	355
Participations en actions ¹	259	237
Autres placements	225	180
CER (note 8)	176	155
Régime de retraite supplémentaire à l'intention des dirigeants (« RRSD »)	127	117
Contrats de location simple (note 15)	64	51
Dérivés	48	43
Régime de rémunération différée	29	22
Autres	174	138
	1 653	1 298

1. Comprend les participations dans Belize Electricity et Wataynikaneyap 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).

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions de dollars)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
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
2023			
Distribution			
Électricité	14 352	(3 708)	10 644
Gaz	6 682	(1 736)	4 946
Transport			
Électricité	19 886	(4 267)	15 619
Gaz	2 751	(843)	1 908
Production	7 192	(2 739)	4 453
Autres	4 444	(1 645)	2 799
Actifs en construction	2 581	—	2 581
Terrains	435	—	435
	58 323	(14 938)	43 385

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES (suite)

Au 31 décembre 2024, les actifs en construction reflétaient en grande partie les projets de transport en cours pour ITC et UNS Energy, ainsi que les projets 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 2024, le coût des immobilisations corporelles faisant l'objet de contrats de location-financement s'établissait à 324 millions de dollars (2023 – 318 millions de dollars), et l'amortissement cumulé connexe était de 119 millions de dollars (2023 – 113 millions de dollars) (note 15).

Installations détenues conjointement

UNS Energy et ITC détiennent des participations indivises dans des centrales et des réseaux de transport détenus conjointement, ont droit à leur quote-part des immobilisations corporelles et sont proportionnellement responsables des coûts d'exploitation et des passifs. Au 31 décembre 2024, 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	1 704	(489)	1 215
Installations communes de Springerville	86,0	580	(344)	236
Installations de manutention de charbon de Springerville	83,0	299	(154)	145
Unités 4 et 5 de Four Corners (« Four Corners »)	7,0	311	(155)	156
Installations communes de Gila River	50,0	131	(52)	79
Installation Luna Energy (« Luna »)	33,3	101	3	104
		3 126	(1 191)	1 935

11. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

<i>(en millions de dollars)</i>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
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
2023			
Logiciels	1 040	(528)	512
Droits fonciers, droits de transport et droits d'usage de l'eau	1 071	(182)	889
Autres	132	(81)	51
Actifs en construction	58	—	58
	2 301	(791)	1 510

Au 31 décembre 2024, le coût des droits fonciers, des droits de transport et des droits d'usage de l'eau comprenait un montant de 123 millions de dollars (2023 – 113 millions de dollars) non amortissable. La dotation aux amortissements s'élève à 153 millions de dollars pour 2024 (2023 – 150 millions de dollars). L'amortissement devrait s'établir en moyenne à environ 97 millions de dollars pour chacun des cinq prochains exercices.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

12. GOODWILL

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Solde au début de l'exercice	12 184	12 464
Cession d'Aitken Creek (note 21)	—	(27)
Incidence du change ¹	928	(253)
Solde à la fin de l'exercice	13 112	12 184

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

En 2024 et en 2023, aucune perte de valeur au titre du goodwill n'a été comptabilisée par la Société.

13. CRÉDITEURS ET AUTRES PASSIFS COURANTS

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Dettes fournisseurs	1 121	990
Dépôts de clients et autres dépôts	360	263
Dividendes à verser	314	295
Intérêts à payer	305	274
Impôts à payer autres que l'impôt sur le résultat	304	268
Rémunération et avantages du personnel à payer	303	275
Coûts du gaz et du combustible à payer	221	232
Dérivés (note 26)	169	170
Impôt à payer	33	—
Avantages du personnel futurs (note 24)	29	28
Autres	194	177
	3 353	2 972

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

14. DETTE À LONG TERME

(en millions de dollars)	Date d'échéance	2024	2023
ITC			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,34 % (2023 – 4,22 %)	2027-2055	3 944	3 268
Billets de premier rang garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,16 % (2023 – 4,00 %)	2028-2055	1 511	1 278
Billets de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,37 % (2023 – 4,16 %)	2026-2043	5 610	5 165
Billet d'actionnaire non garanti en dollars américains – taux fixe de 6,00 % (2023 – 6,00 %)	2028	286	263
UNS Energy			
Billets non garantis à taux fixe en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 4,09 % (2023 – 3,80 %)	2026-2053	4 172	3 668
Central Hudson			
Billets non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 4,38 % (2023 – 4,27 %)	2025-2060	1 974	1 687
FortisBC Energy			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,61 % (2023 – 4,61 %)	2026-2052	3 295	3 295
FortisAlberta			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,63 % (2023 – 4,52 %)	2034-2054	2 835	2 685
FortisBC Electric			
Débiteures non garanties – taux fixe moyen pondéré de 4,72 % (2023 – 4,70 %)	2035-2054	960	860
Autres entreprises d'électricité			
Obligations hypothécaires de premier rang garanties à fonds d'amortissement – taux fixe moyen pondéré de 5,24 % (2023 – 5,24 %)	2026-2060	739	748
Obligations hypothécaires de premier rang garanties – taux fixe moyen pondéré de 5,29 % (2023 – 5,29 %)	2025-2061	320	320
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,61 % (2023 – 4,45 %)	2041-2054	207	152
Billets et obligations de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe et variable moyen pondéré de 5,03 % (2023 – 4,89 %)	2025-2052	876	702
Siège social et autres			
Billets et billets à ordre de premier rang non garantis en dollars américains – taux fixe moyen pondéré de 3,79 % (2023 – 3,82 %)	2026-2044	2 172	2 251
Débiteures non garanties – taux fixe de 6,51 % (2023 – 6,51 %)	2039	200	200
Billets de premier rang non garantis – taux fixe moyen pondéré de 4,11 % (2023 – 4,10 %)	2028-2033	2 000	1 500
Emprunts sur les facilités de crédit classés à long terme		2 216	1 572
Ajustement de la juste valeur – acquisition d'ITC		88	89
Total de la dette à long terme (note 26)		33 405	29 703
Moins : coûts de financement différés et escomptes sur la dette		(191)	(172)
Moins : tranche courante de la dette à long terme		(1 990)	(2 296)
		31 224	27 235

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

14. DETTE À LONG TERME (suite)

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

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

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

Émissions importantes de titres d'emprunt à long terme en 2024	Mois de l'émission	Taux d'intérêt (en %)	Échéance	Montant (en millions de dollars)	Affectation du produit
ITC					
Billets de premier rang garantis	Janvier	5,98	2034	85 \$ US	1, 2, 3
Obligations hypothécaires de premier rang	Janvier	5,11	2029	75 \$ US	1, 2, 3
Obligations hypothécaires de premier rang	Janvier	5,38	2034	75 \$ US	1, 2, 3
Billets de premier rang non garantis	Mai	5,65	2034	400 \$ US	3, 4
Obligations hypothécaires de premier rang	Décembre	4,88	2035	125 \$ US	1, 2, 3
Obligations hypothécaires de premier rang	Décembre	5,25	2043	125 \$ US	1, 2, 3
UNS Energy					
Billets de premier rang non garantis	Mai	5,60	2036	30 \$ US	1, 3
Billets de premier rang non garantis	Août	5,20	2034	400 \$ US	3, 4
Central Hudson					
Billets de premier rang	Avril	5,59	2031	25 \$ US	1, 3
Billets de premier rang	Avril	5,69	2034	35 \$ US	1, 3
Billets de premier rang	Octobre	4,88	2029	25 \$ US	3, 4
Billets de premier rang	Octobre	5,30	2034	44 \$ US	3, 4
Billets de premier rang	Octobre	5,40	2036	35 \$ US	3, 4
FortisBC Electric					
Débetures non garanties	Août	4,92	2054	100	1
FortisAlberta					
Débetures non garanties	Mai	4,90	2054	300	1, 2, 3, 4
Caribbean Utilities					
Billets de premier rang non garantis	Mai	6,17	2039	40 \$ US	1, 2, 3
Billets de premier rang non garantis	Mai	6,37	2049	40 \$ US	1, 2, 3
FortisOntario					
Billets de premier rang non garantis	Août	5,05	2054	55	1
Fortis					
Billets de premier rang non garantis	Septembre	4,17	2031	500	1, 3, 4

1. Remboursement d'emprunts à court terme et/ou sur les facilités de crédit.

2. Financement des dépenses d'investissement.

3. Aux fins générales de la Société.

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

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

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
2025	1 990
2026	2 585
2027	2 541
2028	1 499
2029	1 024
Par la suite	23 766
	33 405

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 2024, 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.

Facilités de crédit

(en millions de dollars)	Entreprises de services publics réglementés	Siège social et autres	2024	2023
Total des facilités de crédit	4 396	1 946	6 342	6 176
Facilités de crédit utilisées :				
Emprunts à court terme ¹	(98)	—	(98)	(119)
Dette à long terme (y compris la tranche courante) ²	(1 335)	(881)	(2 216)	(1 572)
Lettres de crédit en cours	(81)	(21)	(102)	(101)
Facilités de crédit inutilisées	2 882	1 044	3 926	4 384

1. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 6,1 % (2023 – 6,9 %).

2. Le taux d'intérêt moyen pondéré était d'environ 4,6 % (2023 – 6,2 %). La tranche courante se chiffrait à 1 860 millions de dollars (2023 – 1 160 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 5,8 milliards de dollars du total des facilités de crédit est constituée de facilités engagées qui viennent à échéance entre 2025 et 2029.

En avril 2024, FortisBC Energy a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 700 millions de dollars à 900 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en juillet 2028. En mai 2024, FortisBC Electric a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 150 millions de dollars à 200 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en avril 2028.

En mai 2024, la Société a prorogé l'échéance de sa facilité de crédit à terme non renouvelable non garantie de 500 millions de dollars américains jusqu'en mai 2025. La moitié de la facilité de crédit à terme a été remboursée au troisième trimestre de 2024, et le montant restant de 250 millions de dollars américains était entièrement utilisé au 31 décembre 2024. La facilité est remboursable en tout temps sans pénalité. En juin 2024, 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 2029.

En août 2024, Newfoundland Power a augmenté sa facilité de crédit d'exploitation, la faisant passer de 100 millions de dollars à 130 millions de dollars, et en a prorogé l'échéance jusqu'en août 2029.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

14. DETTE À LONG TERME (suite)

Les facilités de crédit consolidées d'environ 6,3 milliards de dollars au 31 décembre 2024 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	2027
Central Hudson	250 \$ US	2029
FortisBC Energy	900	2028
FortisAlberta	250	2029
FortisBC Electric	200	2028
Autres entreprises d'électricité	285	²
Autres entreprises d'électricité	83 \$ US	2025
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	2025
FortisBC Electric – facilité de découvert à vue non garantie	10	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilités remboursables à vue non garanties	20	s.o.
Autres entreprises d'électricité – facilité remboursable à vue non garantie et prêt de soutien d'urgence	93 \$ US	2025
Siège social et autres		
Facilité non renouvelable non garantie	250 \$ US	2025
Facilité renouvelable non garantie	150 \$ US	2025
Facilité non renouvelable non garantie	21	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 néant était en cours aux 31 décembre 2024 et 2023.

2. 90 millions de dollars en 2027, 65 millions de dollars en 2027 et 130 millions de dollars en 2029.

3. 50 millions de dollars en 2026 et 1,3 milliard de dollars en 2029.

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 23 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 31 ans.

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

(en millions de dollars)	2024	2023
Contrats de location simple		
Autres actifs	64	51
Créditeurs et autres passifs courants	(17)	(12)
Autres passifs	(47)	(39)
Contrats de location-financement¹		
Actifs réglementaires	142	137
Immobilisations corporelles, montant net	205	205
Créditeurs et autres passifs courants	(4)	(3)
Contrats de location-financement	(343)	(339)

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 2024 et 2023

15. CONTRATS DE LOCATION (suite)

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2024	2023
Coût lié aux contrats de location simple	19	12
Coût lié aux contrats de location-financement :		
Amortissement	2	3
Intérêts	33	33
Coût variable lié aux contrats de location	21	23
Total du coût lié aux contrats de location	75	71

Au 31 décembre 2024, 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
2025	18	37	55
2026	15	37	52
2027	12	37	49
2028	6	37	43
2029	4	37	41
Par la suite	19	954	973
	74	1 139	1 213
Moins : intérêts implicites	(10)	(792)	(802)
Total des obligations liées aux contrats de location	64	347	411
Moins : tranche courante	(17)	(4)	(21)
	47	343	390

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

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2024	2023
Durée résiduelle moyenne pondérée des contrats de location <i>(en années)</i>		
Contrats de location simple	7	7
Contrats de location-financement	31	32
Taux d'actualisation moyen pondéré <i>(en %)</i>		
Contrats de location simple	4,6	4,5
Contrats de location-financement	5,0	5,0

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

16. AUTRES PASSIFS

(en millions de dollars)

	2024	2023
Avantages du personnel futurs (note 24)	446	527
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 3)	249	163
Dépôts de clients et autres dépôts	128	168
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 20)	113	82
Remise en état des centrales au gaz ¹	101	94
Dérivés (note 26)	66	48
Régime de rémunération différée (note 9)	63	54
Contrats de location simple (note 15)	47	39
Obligations liées à la remise en état de mines ²	40	30
Contrat de vente d'énergie au détail ³	20	27
Autres	41	38
	1 314	1 270

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 recouverts auprès des clients, comme l'autorité de réglementation l'autorise. La quote-part de TEP des coûts de remise en état estimative s'élève à 49 millions de dollars. La valeur actualisée de l'obligation future estimative est incluse dans les autres passifs.
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 en vertu de l'option de vente au détail réglementée. Dans le cadre de cette entente, FortisAlberta a reçu un paiement initial, qui est amorti dans les produits sur la durée de l'entente, 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.

	2024			2023		
	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	1 606	495,0	3,24	1 506	486,3	3,10
Incidence des options sur actions potentiellement dilutives (note 20)	—	0,2	—	—	0,2	—
BPA dilué	1 606	495,2	3,24	1 506	486,5	3,10

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

18. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Autorisé

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

Émises et en circulation	2024		2023	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
Actions privilégiées de premier rang				
Série F	5 000	122	5 000	122
Série G	9 200	225	9 200	225
Série H	7 665	188	7 665	188
Série I	2 335	57	2 335	57
Série J	8 000	196	8 000	196
Série K	10 000	244	10 000	244
Série M	24 000	591	24 000	591
	66 200	1 623	66 200	1 623

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

Actions privilégiées de premier rang ^{1,2}	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	1,84	0,4588	1,45	1 ^{er} juin 2025	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 2025	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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

19. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

(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
2023			
Profits (pertes) de change latents			
Investissements nets dans des établissements à l'étranger	1 495	(436)	1 059
Couvertures d'investissements nets dans des établissements à l'étranger	(530)	78	(452)
Économie (charge) d'impôt sur le résultat	7	(3)	4
	972	(361)	611
Autres			
Couvertures de taux d'intérêt (note 26)	49	13	62
Pertes latentes au titre des avantages du personnel futurs (note 24)	(6)	(3)	(9)
Charge d'impôt sur le résultat	(7)	(4)	(11)
	36	6	42
Cumul des autres éléments du résultat global	1 008	(355)	653

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 2024, la Société avait 1,5 million d'options sur actions en circulation (2022 – 1,9 million) à un prix d'exercice moyen pondéré de 48,96 \$ (2023 – 48,12 \$). Au 31 décembre 2024, les options dont les droits étaient acquis s'élevaient à 1,4 million (2023 – 1,6 million), et leur prix d'exercice moyen pondéré s'établissait à 48,87 \$ (2023 – 47,19 \$).

En 2024, 0,4 million d'options sur actions ont été exercées (2023 – 0,3 million) pour un produit en trésorerie de 15 millions de dollars (2023 – 13 millions de dollars) et une valeur intrinsèque réalisée par les porteurs d'options de 5 millions de dollars (2023 – 6 millions de dollars).

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

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

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.

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

	2024	2023
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	241	224
Attribuées	29	40
Dividendes fictifs réinvestis	10	10
Réglées	(39)	(33)
Solde à la fin de l'exercice	241	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 2024 et 2023 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) à compter de l'attribution d'UALR de 2022, le rendement de la Société en matière de réduction des émissions de carbone du champ d'application 1 par rapport à la cible établie au moment de l'attribution. En outre, l'attribution d'UALR de 2023 tient compte d'un modificateur appliqué au versement qui est fondé sur l'atteinte des objectifs en matière de diversité, d'équité et d'inclusion.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

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

UALR (suite)

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

	2024	2023
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	1 942	1 790
Attribuées	788	722
Dividendes fictifs réinvestis	78	66
Réglées	(609)	(606)
Annulées/frappées de déchéance	(28)	(30)
Solde à la fin de l'exercice	2 171	1 942
Renseignements supplémentaires (en millions de dollars)		
Charge de rémunération comptabilisée	53	45
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	34	28
Distribution en trésorerie	44	46
Charge à payer aux 31 décembre ²	105	90
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	139	118

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.

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. À compter de l'attribution de 2024, 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.

	2024	2023
Nombre d'unités (en milliers)		
Solde au début de l'exercice	1 079	977
Attribuées	464	416
Dividendes fictifs réinvestis	38	35
Réglées	(357)	(323)
Annulées/frappées de déchéance	(23)	(26)
Solde à la fin de l'exercice	1 201	1 079
Renseignements supplémentaires (en millions de dollars)		
Charge de rémunération comptabilisée	29	21
Charge de rémunération non comptabilisée ¹	21	17
Distribution en trésorerie	19	17
Charge à payer aux 31 décembre ²	54	42
Valeur intrinsèque totale aux 31 décembre ³	75	59

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 2024 et en 2023.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

21. CESSION

Le 1^{er} novembre 2023, FortisBC Holdings Inc. (« FHI ») a conclu la vente d'Aitken Creek à une filiale d'Enbridge Inc. pour environ 470 millions de dollars, ce qui comprend les ajustements liés au fonds de roulement et les ajustements de clôture, après la satisfaction à toutes les exigences réglementaires. La date d'entrée en vigueur de la transaction est le 31 mars 2023. Un profit sur cession de 23 millions de dollars (10 millions de dollars après impôt), déduction faite des coûts de transaction, a été comptabilisé dans le secteur Siège social et autres.

Pour la période de sept mois comprise entre la date d'entrée en vigueur du 31 mars 2023 et la date de cession du 1^{er} novembre 2023, Aitken Creek a comptabilisé un bénéfice net de 5 millions de dollars, compte non tenu du profit susmentionné.

Du 1^{er} janvier 2023 à la date de cession du 1^{er} novembre 2023, compte non tenu du profit, Aitken Creek a comptabilisé un bénéfice net de 20 millions de dollars.

22. AUTRES PRODUITS, MONTANT NET

(en millions de dollars)	2024	2023
Composante capitaux propres de la PFUPC	139	101
Composante autre que le coût des services rendus du coût net des prestations de la période	73	62
Produits d'intérêts ¹	64	76
Bénéfice lié à une participation	14	14
Profit à la cession d'Aitken Creek, avant impôt (note 21)	—	23
Profit sur dérivés, montant net	—	9
(Perte) profit de change, montant net	(10)	4
Autres	8	2
	288	291

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

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

(en millions de dollars)	2024	2023
Actifs d'impôt différé, montant brut		
Passifs réglementaires	659	636
Reports en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt	629	600
Avantages du personnel futurs	123	136
Autres	216	144
	1 627	1 516
Réduction de valeur	(50)	(23)
Actifs d'impôt différé, montant net	1 577	1 493
Passifs d'impôt différé, montant brut		
Immobilisations corporelles	(5 993)	(5 355)
Actifs réglementaires	(432)	(372)
Immobilisations incorporelles	(172)	(165)
	(6 597)	(5 892)
Passif d'impôt différé, montant net	(5 020)	(4 399)

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

23. Impôt sur le résultat (suite)

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2024	2023
Au Canada		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	518	526
Impôt exigible	154	71
Impôt différé	(87)	17
Total au Canada	67	88
À l'étranger		
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	1 656	1 544
Impôt exigible	38	17
Impôt différé	241	255
Total à l'étranger	279	272
Charge d'impôt sur le résultat	346	360

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

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts consolidés selon les taux prévus par la loi et des impôts consolidés selon les taux effectifs.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2024	2023
Bénéfice avant charge d'impôt sur le résultat	2 174	2 070
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi (en %)	30,0	30,0
Taux d'imposition fédéral et provincial attendu prévu par la loi	652	621
(Diminution) augmentation découlant des éléments suivants :		
Différentiels de taux prévus par la loi à l'étranger et autres	(169)	(166)
Effets de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés :	(97)	(98)
Crédits d'impôt	(36)	(14)
Adoption de nouvelles lois fiscales et modification du taux d'imposition	2	12
Autres	(6)	5
Charge d'impôt sur le résultat	346	360
Taux d'imposition effectif (en %)	15,9	17,4

Reports en avant d'impôt¹

(en millions de dollars)	Expiration	2024
Au Canada		
Pertes autres qu'en capital	2028-2044	155
Autres crédits d'impôt et dépenses d'intérêts et de financement restreintes ²	2026-2044	77
		232
À l'étranger		
Pertes d'exploitation nettes – fédéral et États ³	2029-2044	315
Autres crédits d'impôt	2027-2044	82
		397
Total des reports en avant d'impôt comptabilisés		629

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.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

23. Impôt sur le résultat (suite)

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 2024 de la Société peuvent toujours faire l'objet d'un contrôle fiscal dans les territoires canadiens, et les années d'imposition de 2020 à 2024, 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 2021 pour certains régimes de FortisBC Energy et de FortisBC Electric; du 31 décembre 2022 pour les autres régimes de FortisBC Energy et de FortisBC Electric, ainsi que pour Newfoundland Power, FortisAlberta et FortisOntario; du 31 décembre 2023 pour la Société; et du 31 décembre 2024 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		2023
	en 2024	2024	
Titres de participation	46	47	46
Titres à revenu fixe	46	45	45
Titres immobiliers	7	7	8
Trésorerie et autres	1	1	1
	100	100	100

Juste valeur des actifs des régimes

(en millions de dollars)	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
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
2023				
Titres de participation	666	1 059	—	1 725
Titres à revenu fixe	232	1 447	—	1 679
Titres immobiliers	—	—	291	291
Trésorerie et autres	34	14	—	48
	932	2 520	291	3 743

1. Se reporter à la note 26 pour une description de la hiérarchie des justes valeurs.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

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)	2024	2023
Solde au début de l'exercice	291	282
Rendement sur les actifs des régimes	5	(9)
Écart de change	3	(1)
Achats, ventes et règlements	1	19
Solde à la fin de l'exercice	300	291

Situation de capitalisation

(en millions de dollars)	RDP		Régimes d'AAPE	
	2024	2023	2024	2023
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Solde au début de l'exercice	3 347	3 063	596	582
Coûts des services	74	62	25	22
Cotisations des employés	17	17	4	3
Coût financier	161	159	29	30
Prestations versées	(181)	(169)	(35)	(31)
(Gains actuariels) pertes actuarielles	(115)	255	(49)	(1)
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	(3)	—	—	—
Écart de change	140	(40)	33	(9)
Solde à la fin de l'exercice ²	3 440	3 347	603	596
Variation de la valeur des actifs des régimes				
Solde au début de l'exercice	3 313	3 079	430	389
Rendement réel des actifs des régimes	249	373	50	61
Prestations versées	(174)	(162)	(31)	(26)
Cotisations des employés	17	17	4	3
Cotisations de l'employeur	57	46	14	13
Écart de change	151	(40)	39	(10)
Solde à la fin de l'exercice	3 613	3 313	506	430
Situation de capitalisation	173	(34)	(97)	(166)
Présentation du bilan				
Autres actifs (note 9)	395	236	156	119
Autres passifs courants (note 13)	(16)	(15)	(13)	(13)
Autres passifs (note 16)	(206)	(255)	(240)	(272)
	173	(34)	(97)	(166)

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 3 144 millions de dollars au 31 décembre 2024 (2023 – 2 983 millions de dollars).

Pour les RPD dont l'obligation au titre des prestations projetées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2024, l'obligation s'élevait à 1 668 millions de dollars, comparativement à des actifs des régimes de 1 460 millions de dollars (2023 – 1 940 millions de dollars et 1 681 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 2024, l'obligation s'élevait à 195 millions de dollars, comparativement à des actifs des régimes de 62 millions de dollars (2023 – 268 millions de dollars et 130 millions de dollars, respectivement).

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

24. AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS (suite)

Pour les régimes d'AAPE dont l'obligation au titre des prestations constituées excédait la juste valeur des actifs des régimes au 31 décembre 2024, l'obligation s'élevait à 296 millions de dollars, comparativement à des actifs des régimes de 44 millions de dollars (2023 – 320 millions de dollars et 36 millions de dollars, respectivement).

Coût net des prestations ¹ (en millions de dollars)	RPD		Régimes d'AAPE	
	2024	2023	2024	2023
Coûts des services	74	62	25	22
Coût financier	161	159	29	30
Rendement prévu des actifs des régimes	(221)	(202)	(26)	(22)
Amortissement des gains actuariels	(1)	(9)	(17)	(19)
Amortissement des crédits liés aux services passés/modifications des régimes	(1)	(1)	(1)	(1)
Ajustements réglementaires	(1)	12	2	5
	11	21	12	15

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	
	2024	2023	2024	2023
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) non amorties	11	12	(11)	(10)
Coûts des services passés non amortis	1	1	6	6
(Économie) charge d'impôt sur le résultat	(3)	(3)	1	1
Cumul des autres éléments du résultat global	9	10	(4)	(3)
Pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets)	46	189	(283)	(215)
Crédits liés aux services passés	(1)	(2)	(2)	(3)
Autres reports réglementaires	12	(11)	4	2
	57	176	(281)	(216)
Actifs réglementaires (note 8)	235	254	—	—
Passifs réglementaires (note 8)	(178)	(78)	(281)	(216)
Actifs (passifs) réglementaires, montant net	57	176	(281)	(216)

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

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	
	2024	2023	2024	2023
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	(1)	4	(1)	1
Crédits liés aux services passés/modifications des régimes	—	—	—	(1)
Écart de change	—	(1)	—	—
Économie d'impôt sur le résultat	—	(1)	—	—
Total comptabilisé dans le résultat global	(1)	2	(1)	—
(Gains actuariels nets) pertes actuarielles nettes de l'exercice considéré	(142)	78	(72)	(40)
Amortissement des gains actuariels	1	9	16	18
Amortissement des crédits liés aux services passés	1	2	1	1
Écart de change	(2)	(1)	(12)	2
Ajustements réglementaires	23	(5)	2	(5)
Total comptabilisé au titre des (passifs) actifs réglementaires	(119)	83	(65)	(24)

Hypothèses principales

(% moyen pondéré)	RPD		Régimes d'AAPE	
	2024	2023	2024	2023
Taux d'actualisation aux 31 décembre ¹	5,25	4,84	5,43	4,94
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes ²	6,51	6,58	6,05	5,92
Taux de croissance de la rémunération	3,52	3,37	—	—
Taux de croissance tendanciel du coût des soins de santé aux 31 décembre ³	—	—	4,53	4,52

1. Le taux d'actualisation utilisé au cours de l'exercice était de 4,84 % pour les RPD (2023 – 5,36 %) et de 4,96 % pour les régimes d'AAPE (2023 – 5,39 %). ITC et UNS Energy utilisent la méthode du taux d'actualisation fractionné pour établir le coût des services rendus et le coût financier. Toutes les autres filiales utilisent l'approche du taux d'actualisation unique.
2. Élaboré par la direction à partir des hypothèses les plus probables du rendement, de la volatilité et des corrélations prévues pour chaque catégorie d'actifs. Les hypothèses les plus probables reposent sur le rendement historique, les attentes futures et le rééquilibrage périodique des portefeuilles entre les diverses catégories d'actifs.
3. Le taux tendanciel du coût des soins de santé projeté pour 2025 est de 6,51 % et devrait diminuer au cours des 10 prochaines années pour s'établir à 4,53 % en 2034 et demeurer à ce niveau par la suite.

Versements de prestations prévus

(en millions de dollars)	RPD	Régimes d'AAPE
2025	196 \$	33 \$
2026	201	34
2027	206	34
2028	210	35
2029	218	36
2030-2034	1 155	203

Au cours de 2025, la Société prévoit verser des cotisations de 49 millions de dollars aux RPD et de 12 millions de dollars aux régimes d'AAPE.

En 2024, la Société a passé en charges un montant de 58 millions de dollars (2023 – 53 millions de dollars) aux fins des régimes de retraite à cotisations définies.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

25. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	2024	2023
Exercices clos les 31 décembre		
Sommes versées (reçues)		
Intérêts	1 361	1 255
Impôt sur le résultat	(17)	129
Variation du fonds de roulement		
Débiteurs et autres actifs courants	(2)	142
Charges payées d'avance	(21)	(7)
Stocks	(73)	(1)
Actifs réglementaires – tranche courante	93	104
Créditeurs et autres passifs courants	115	(390)
Passifs réglementaires – tranche courante	56	71
	168	(81)
Activités de financement sans effet sur la trésorerie		
Dividendes sur actions ordinaires réinvestis	434	408
Aux 31 décembre		
Activités d'investissement et de financement sans effet sur la trésorerie		
Dépenses d'investissement courues	722	516
Apports sous forme d'aide à la construction	14	15

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

Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire

UNS Energy détient des contrats d'achat d'électricité, 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.

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

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 2024, des pertes latentes de 175 millions de dollars (2023 – 197 millions de dollars) avaient été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires, et des profits latents de 41 millions de dollars (2023 – 37 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.

Aitken Creek, qui a été vendue le 1^{er} novembre 2023 (note 21), détenait des swaps sur gaz pour gérer l'exposition aux variations de prix du gaz naturel, prendre en compte les écarts de prix du gaz naturel et gérer le risque financier posé par les opérations de livraison physique. La juste valeur a été évaluée à l'aide des prix à terme provenant de sources de données de marché publiées.

Les profits et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces contrats d'énergie sont comptabilisés dans les produits. En 2024, des profits de 48 millions de dollars (2023 – pertes de 28 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 134 millions de dollars et des durées d'au plus trois ans échéant à diverses dates jusqu'en janvier 2027. 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 2024, des profits latents de 12 millions de dollars (2023 – néant) 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 2026 et ont une valeur nominale combinée de 608 millions de dollars. 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 2024, des pertes latentes de 17 millions de dollars (2023 – profits latents de 10 millions de dollars) ont été comptabilisées dans les autres produits, montant net.

Contrats de taux d'intérêt

En 2024, ITC a conclu et réglé des contrats de fixation de taux d'intérêt dont la valeur nominale combinée totalisait 300 millions de dollars américains. Ces contrats ont été utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 400 millions de dollars américains en mai 2024. Des pertes réalisées de 3 millions de dollars américains ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, lesquelles seront reclassées en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur cinq exercices.

En 2024, ITC a également conclu des swaps de taux d'intérêt d'une durée de cinq ans dont la valeur nominale combinée totalisait 135 millions de dollars américains. Les swaps 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. Des profits latents de 4 millions de dollars américains ont été comptabilisés en 2024.

En 2025, ITC a conclu des swaps de taux d'intérêt d'une durée de cinq ans et d'une valeur nominale de 95 millions de dollars américains afin de gérer le risque de taux d'intérêt lié aux émissions de titres d'emprunt prévues, ce qui porte le total de la valeur nominale des swaps de taux d'intérêt en cours à 230 millions de dollars américains.

En 2024, la Société a conclu et réglé des contrats de fixation de taux d'intérêt dont la valeur nominale combinée totalisait 250 millions de dollars. Ces contrats ont été utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars en septembre 2024. Des pertes réalisées de 2 millions de dollars ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, lesquelles seront reclassées en résultat net à titre de composante des charges d'intérêts sur sept exercices.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

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

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 2024, des pertes latentes de 29 millions de dollars (2023 – profits latents de 15 millions de dollars) ont été comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Évaluations de la juste valeur récurrentes

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

(en millions de dollars)

	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ¹	Niveau 3 ¹	Total
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)
Au 31 décembre 2023				
Actifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{2,3}	—	49	—	49
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ²	—	6	—	6
Contrats de change ²	—	5	—	5
Autres placements ⁴	145	—	—	145
	145	60	—	205
Passifs				
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire ^{3,5}	—	(209)	—	(209)
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire ⁵	—	(3)	—	(3)
Swaps sur rendement total et swaps de devises et de taux d'intérêt ⁵	—	(6)	—	(6)
	—	(218)	—	(218)

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 Crédeurs et autres passifs courants ou dans le poste Autres passifs.

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

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

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 2024				
Actifs dérivés	70	(30)	15	55
Passifs dérivés	(199)	30	—	(169)
Au 31 décembre 2023				
Actifs dérivés	55	(24)	28	59
Passifs dérivés	(212)	24	(1)	(189)

Volume des activités liées aux dérivés

Au 31 décembre 2024, la Société détenait plusieurs contrats d'énergie qui seront réglés à diverses dates jusqu'en 2029. Les volumes des dérivés sur électricité et sur gaz naturel étaient les suivants :

	2024	2023
Contrats d'énergie assujettis au report réglementaire¹		
Swaps sur électricité (en GWh)	774	628
Contrats d'achat d'électricité (en GWh)	430	588
Swaps sur gaz (en PJ)	236	228
Contrats d'approvisionnement en gaz (en PJ)	105	134
Contrats d'énergie non assujettis au report réglementaire¹		
Contrats de ventes en gros (en GWh)	1 499	1 310
Swaps sur gaz (en PJ)	3	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 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.

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

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 communiquer 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.

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 117 millions de dollars au 31 décembre 2024 (2023 – 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, de Caribbean Utilities, de FortisTCl, de Fortis Belize Limited et de Belize Electricity est le dollar américain ou est fondée sur la valeur du dollar américain. Le bénéfice et les flux de trésorerie provenant de ces entités et les investissements nets dans ces dernières sont exposés aux fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien. La Société réduit cette exposition au moyen d'instruments de couverture.

Au 31 décembre 2024, une tranche de 2,2 milliards de dollars américains (2023 – 2,6 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 12,6 milliards de dollars américains (2023 – 11,5 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.

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 2024, la valeur comptable de la dette à long terme, y compris la tranche courante, s'établissait à 33,4 milliards de dollars (2023 – 29,7 milliards de dollars), comparativement à une juste valeur estimative de 31,3 milliards de dollars (2023 – 27,9 milliards de dollars).

Notes annexes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023

27. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Au 31 décembre 2024, 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	6 299	763	571	520	465	393	3 587
Contrats d'achat d'énergie renouvelable ²	2 628	139	166	182	182	173	1 786
Entente sur la capacité de l'Expansion de Waneta ³	2 362	56	58	59	60	61	2 068
Obligations d'achat d'électricité ⁴	1 335	302	217	131	124	122	439
Convention de servitudes avec ITC ⁵	370	14	14	14	14	14	300
Entente d'IAC de TEP ⁶	308	307	1	—	—	—	—
Convention de recouvrement de créances ⁷	99	3	3	3	3	3	84
Contrats d'achat de crédits d'énergie renouvelable ⁸	58	18	7	6	6	6	15
Autres ⁹	140	32	11	11	12	10	64
	13 599	1 634	1 048	926	866	782	8 343

1. *FortisBC Energy* (5 014 millions de dollars) : comprend des contrats de 2 792 millions de dollars visant l'achat de gaz naturel renouvelable arrivant à échéance en 2045 et des contrats de 2 222 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 2024. Les obligations d'approvisionnement en gaz naturel renouvelable présentées reflètent le prix contractuel par gigajoule convenu entre la Société et les fournisseurs.

UNS Energy (1 160 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 2024. 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 l'obtention, par les promoteurs, des permis d'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* (563 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 (374 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 (301 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 expirera en décembre 2050 et est assujettie à dix renouvellements potentiels d'une durée de 50 ans par la suite, à moins que *METC* ne produise un avis de non-renouvellement au moins un an à l'avance.

6. *TEP* a conclu deux ententes d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (« IAC ») relativement à l'aménagement de projets de stockage d'énergie. La réserve *Roadrunner 1* devrait être mise en service en 2025, et la réserve *Roadrunner 2*, en 2026.

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 fournira un apport minimal d'approximativement 165 millions de dollars sous forme de capitaux propres 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 d'accélérer ses apports en capitaux propres, dont le montant pourrait être supérieur à celui autrement exigible de Fortis en vertu du cadre de financement, jusqu'à un financement maximal totalisant 235 millions de dollars. Les apports en capitaux propres s'élevaient à 137 millions de dollars au 31 décembre 2024.

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 360 millions de dollars est prévu. Au 31 décembre 2024, aucune obligation n'était prévue relativement à ces garanties.

Éventualité

En 2013, FHI et Fortis ont été nommées défenderesses dans une action intentée par la bande indienne de Coldwater (la « bande ») auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique, relativement à la participation dans un pipeline sur des terres de la réserve. La bande veut obtenir l'annulation du droit de passage et des dommages-intérêts en compensation d'une ingérence injustifiée nuisant à l'utilisation et à la jouissance des terres de la réserve de la bande. En 2016, la Cour fédérale a rejeté la demande de contrôle judiciaire du consentement ministériel faite par la bande. En 2017, la Cour d'appel fédérale a annulé le consentement ministériel et renvoyé la question au ministère pour révision. Aucun montant n'a été comptabilisé à cet égard, puisque l'issue ne peut être raisonnablement déterminée à l'heure actuelle.