

Rapport de gestion

Le 12 février 2026

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Le rapport de gestion doit par ailleurs être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2025, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	10
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	13
• Nos entreprises essentielles	14
• Notre stratégie	16
• Points saillants des résultats financiers de 2025	18
• Mesures non conformes aux PCGR	23
• Mesures financières supplémentaires	30
• Perspectives	31
• Programme d'investissement	32
ENTREPRISE DE GAZODUCS	36
GAZODUCS – CANADA	45
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	50
GAZODUCS – MEXIQUE	55
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	60
SIÈGE SOCIAL	70
INCIDENCE DU CHANGE	76
SITUATION FINANCIÈRE	78
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	92
• Mesures non conformes aux PCGR	93
AUTRES RENSEIGNEMENTS	98
• Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise	98
• Contrôles et procédures	115
• Estimations comptables critiques	116
• Instruments financiers	118
• Transactions avec des parties liées	120
• Modifications comptables	120
• Résultats trimestriels	121
GLOSSAIRE	136

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TC Énergie » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à Corporation TC Énergie et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 136. Tous les renseignements sont en date du 12 février 2026 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a mené à terme la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission »), qui sont devenues une nouvelle société ouverte appelée South Bow Corporation (« South Bow »). Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Afin de permettre une comparaison qui ait un sens, les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider le lecteur à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « **prévoir** », « **s'attendre** », « **croire** », « **pouvoir** », « **devoir** », « **estimer** », « **projeter** », « **entrevoir** » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion incluent des renseignements portant notamment sur :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion, y compris les acquisitions;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, de même que la gestion de notre portefeuille;
- les attentes concernant la taille, la structure, le calendrier, les modalités et les résultats des transactions courantes et futures;
- la croissance prévue des dividendes;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- l'intensité attendue de la demande énergétique;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels, y compris les coûts des mesures environnementales correctives;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport sur la durabilité, y compris les énoncés à l'égard de nos cibles de réduction des émissions de GES, comme notre cible d'intensité des émissions de méthane;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique ainsi que les négociations commerciales en cours, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- la concrétisation des effets attendus des acquisitions et des cessions;
- les décisions réglementaires et leur incidence;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et fournisseurs;
- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les coûts de la main-d'œuvre;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

Risques et incertitudes

- la concrétisation des effets attendus des acquisitions et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinieres;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions réglementaires et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques en matière de durabilité, y compris les risques liés au climat et l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique et politique ainsi que les négociations commerciales en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, et les répercussions s'y rapportant.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis.

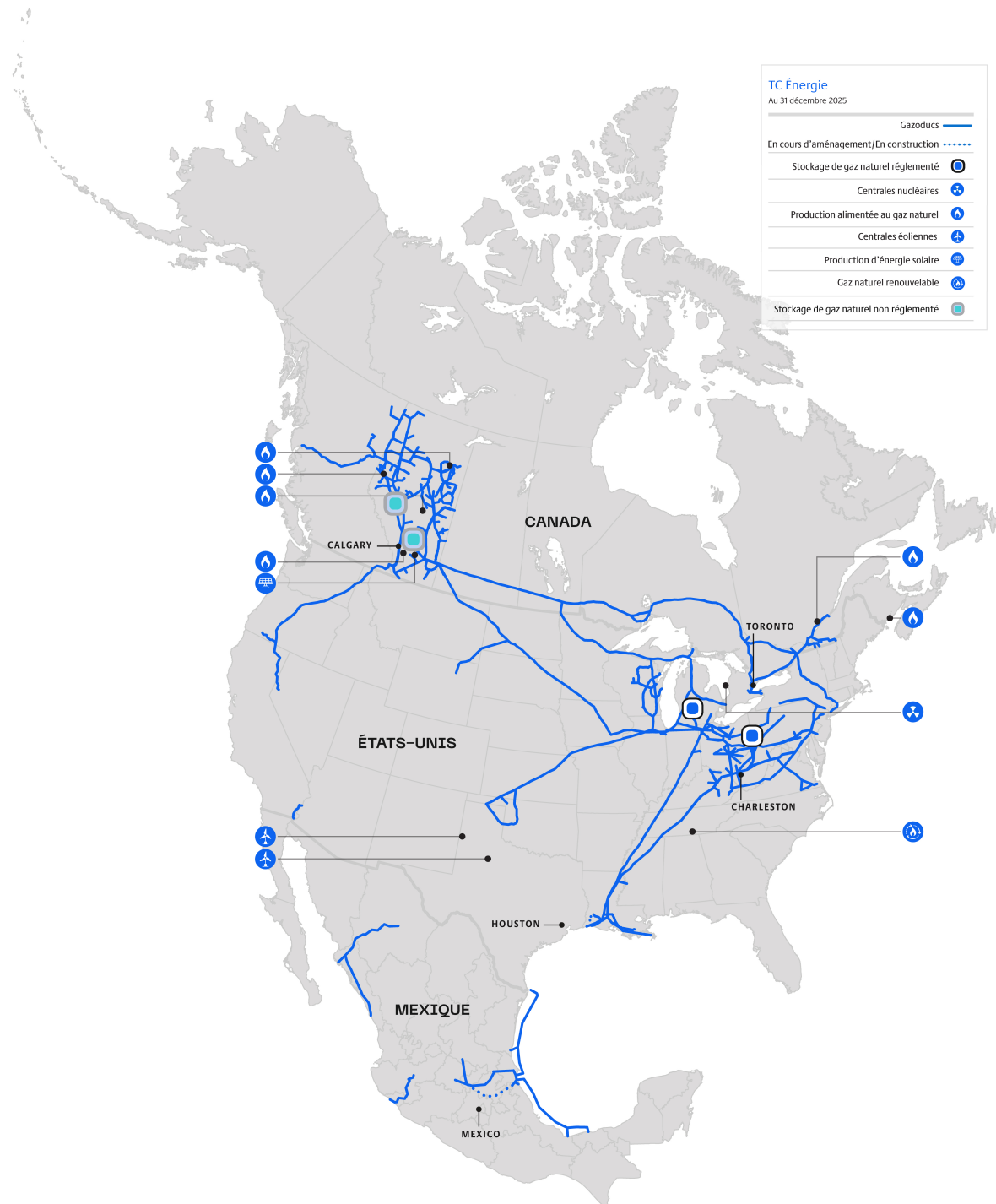
Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 70 ans, TC Énergie est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



NOS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons deux entreprises essentielles : Gazoducs et Énergie et solutions énergétiques. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon quatre secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique et Énergie et solutions énergétiques. Nous avons aussi un secteur Siège social qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance et le financement des secteurs d'exploitation de TC Énergie et leur fournit divers autres services.

TC Énergie a mené à terme la scission le 1^{er} octobre 2024 et elle comptabilise depuis les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » à la page 92 pour un complément d'information.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
Total de l'actif par secteurs		
Gazoducs – Canada	31 371	31 167
Gazoducs – États-Unis	56 617	56 304
Gazoducs – Mexique	16 342	15 995
Énergie et solutions énergétiques	10 764	10 217
Siège social	3 460	4 189
	118 554	117 872
Activités abandonnées	197	371
	118 751	118 243
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024¹
Total des produits découlant des activités poursuivies par secteurs		
Gazoducs – Canada	5 785	5 600
Gazoducs – États-Unis	7 145	6 339
Gazoducs – Mexique	1 450	870
Énergie et solutions énergétiques	845	954
Siège social	14	8
	15 239	13 771

1 Exclut des produits de 2 217 millions de dollars liés aux activités abandonnées, ce qui représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024.

exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

2025**2024¹****BAIIA comparable découlant des activités poursuivies par secteurs²**

Gazoducs – Canada	3 687	3 388
Gazoducs – États-Unis	4 906	4 511
Gazoducs – Mexique	1 365	999
Énergie et solutions énergétiques	1 008	1 214
Siège social	(14)	(63)
	10 952	10 049

1 Exclut le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées de 1 145 millions de dollars, ce qui représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024.

2 Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui, par conséquent, pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) est la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour consulter un rapprochement du BAIIA comparable ainsi qu'à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la société » pour un complément d'information.

NOTRE STRATÉGIE

Notre vision consiste à être le leader de confiance du domaine des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, engagé envers l'excellence en matière de sécurité, de performance et de relations avec les parties prenantes. Notre mission est de transporter, de produire et de stocker de façon sécuritaire et efficace l'énergie essentielle dont dépendent l'Amérique du Nord et le monde entier. Notre proposition de valeur : dégager une croissance solide à faibles risques et une performance reproductible année après année.

Nous exploitons des réseaux de transport et de stockage de gaz naturel ainsi que des actifs de production d'électricité :

- nous livrons du gaz naturel au Canada, aux États-Unis et au Mexique, y compris à des terminaux d'exportation qui expédient du GNL partout dans le monde;
- nous produisons de l'électricité au Canada et aux États-Unis, principalement au moyen de l'énergie nucléaire, mais aussi au moyen du gaz naturel, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire;
- nous stockons du gaz naturel au Canada et aux États-Unis par l'intermédiaire d'entreprises à capacité réglementée et non réglementée.

Ces infrastructures de longue durée reposent sur nos postures prudentes en matière de risques et, dans la plupart des cas, sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée. Nous estimons que nos actifs produiront des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables et qu'ils constituent la pierre angulaire de notre proposition de valeur à faibles risques. Notre stratégie à long terme est articulée autour des convictions profondes suivantes :

- le gaz naturel continuera de jouer un rôle de première importance dans l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord et contribuera à la réduction des émissions de GES dans le monde;
- les besoins en sources d'énergie fiables et à la demande continueront de s'accroître;
- les actifs énergétiques deviendront de plus en plus précieux dans un monde où la demande d'énergie augmente et où le développement de nouvelles infrastructures pose des défis.

Ventilation du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies¹

Exercice clos le 31 décembre	2025	2024
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies par secteurs²		
Gazoducs – Canada	34 %	33 %
Gazoducs – États-Unis	45 %	45 %
Gazoducs – Mexique	12 %	10 %
Énergie et solutions énergétiques	9 %	12 %
	100 %	100 %

1 Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteurs.
2 Exclut les pertes découlant du BAIIA comparable du siège social attribuables aux activités poursuivies de 14 millions de dollars et de 63 millions de dollars pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, respectivement.

La composition de nos actifs continuera d'évoluer en fonction des sources d'énergie en Amérique du Nord. Nous prévoyons que les tendances suivantes se dessineront dans la répartition du capital au cours des prochaines années :

- les gazoducs continueront d'attirer des capitaux pour répondre à la demande croissante des clients, stimulée par la conversion du charbon au gaz, les exportations de GNL et la construction de centres de données;
- le capital dans le secteur Énergie et solutions énergétiques sera principalement affecté à la prolongation de la durée de vie et à l'augmentation de la capacité de la production nucléaire. Nous effectuerons des investissements prudents dans les technologies émergentes afin de développer des capacités complémentaires à notre secteur Gazoducs, sans prendre de risques liés aux prix des produits de base ou de risques volumétriques ni utiliser des technologies n'ayant pas fait leurs preuves;
- des investissements discrétionnaires supplémentaires financeront certaines occasions de grande qualité dans notre portefeuille de projets d'aménagement ainsi que des occasions supplémentaires visant des actifs existants dans l'ensemble de nos activités.

Éléments clés de notre stratégie

Maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle

Le fondement même de notre entreprise demeure la sécurité et la fiabilité de notre exploitation en maximisant la disponibilité et l'intégrité de nos actifs, tout en réduisant de notre empreinte environnementale. Notre vaste réseau de gazoducs relie les bassins d'approvisionnement à faible coût et de longue durée aux principaux marchés de l'Amérique du Nord et aux marchés d'exportation, générant des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables, alors que nos actifs de production d'électricité et de stockage non réglementés, pour la plupart visés par des contrats à long terme, nous procurent des rendements stables. Nous cherchons continuellement à accroître et à préserver la valeur des actifs au moyen d'initiatives opérationnelles, commerciales et liées à des activités de commercialisation.

Réaliser des projets de croissance choisis

La sécurité, le caractère réalisable, la rentabilité et la fiabilité sous-tendent chacun de nos investissements, qui misent sur le développement d'actifs de grande qualité à long terme s'appuyant la plupart sur des ententes à long terme ou une tarification réglementée. En mettant à profit nos positions établies dans les régions de demande croissante de gaz naturel et d'électricité, nous gérons les coûts et les risques liés à la construction en suivant une approche rigoureuse afin de favoriser la maximisation de l'efficacité des investissements et du rendement pour les actionnaires. Nous cherchons toujours à faire la promotion d'initiatives de croissance ciblées à plus faibles émissions de carbone dans de nouveaux sous-secteurs pour lesquels la technologie est prouvée et les risques et les rendements inhérents sont acceptables, et où nous pouvons occuper une forte position concurrentielle.

Assurer la solidité et la souplesse financières

La répartition disciplinée du capital nous permet de maximiser la valeur des actifs à court, moyen et long termes tout en améliorant la compétitivité des coûts, en prolongeant la durée de vie des actifs et en nous assurant de respecter les cibles annuelle de dépenses d'investissement nettes. Nous évaluons les occasions d'aménager ou d'acquérir des infrastructures énergétiques complémentaires qui protègent et développent nos activités, qui accroissent la résilience dans un contexte de transformation des sources d'énergie et qui diversifient l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants cadrant avec nos préférences en matière de risque. Nous cherchons à générer des flux de trésorerie prévisibles et à faibles risques et de la valeur pour les actionnaires tout au long des divers cycles économiques, ainsi que selon différents scénarios de transition, grâce à notre portefeuille diversifié de grande qualité et à nos compétences fondamentales en sécurité, en excellence opérationnelle et en réalisation de projets.

Nos préférences en matière de risque

Voici un aperçu de notre approche en ce qui concerne le risque :

- **Maintenir notre vigueur et notre souplesse financières** – Financer les nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d'emprunt actuelle, à des partenariats et à la gestion de notre portefeuille.
- **Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables** – Choisir des investissements dont le risque d'exécution est connu, acceptable et gérable et qui tiennent compte des préférences de nos parties prenantes, de nos accords de partenariat, du capital humain et des contraintes de capacité.
- **Détenir des entreprises soutenues par des facteurs fondamentaux et des politiques solides** – Investir dans des actifs assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides facteurs fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par des politiques et une réglementation favorables ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.
- **Gérer nos emprunts de manière à conserver une cote de crédit de qualité supérieure** – Maintenir une cote de crédit de qualité supérieure constitue un important avantage concurrentiel, et nous gérons la dette de manière à nous assurer que l'accès rigoureux à des capitaux selon des modalités avantageuses soit maintenu tout en protégeant les intérêts des actionnaires et des investisseurs à revenu fixe.
- **Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties** – Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2025

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement en matière d'exploitation. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies et abandonnées et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les sections portant sur les résultats financiers de chaque secteur et la rubrique « Activités abandonnées » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

Comme il est mentionné à la page 10 à la rubrique « Au sujet de la présente publication », TC Énergie a finalisé la scission le 1^{er} octobre 2024. Afin de permettre une comparaison qui ait un sens, les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bénéfice			
Produits	15 239	13 771	13 267
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829
découlant des activités poursuivies	3 612	4 199	2 217
découlant des activités abandonnées ¹	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	3,27 \$	4,43 \$	2,75 \$
découlant des activités poursuivies	3,47 \$	4,05 \$	2,15 \$
découlant des activités abandonnées ¹	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$
BAIIA comparable ²	10 952	11 194	10 988
découlant des activités poursuivies	10 952	10 049	9 472
découlant des activités abandonnées ¹	—	1 145	1 516
Résultat comparable ²	3 654	4 430	4 652
découlant des activités poursuivies	3 654	3 865	3 896
découlant des activités abandonnées ¹	—	565	756
Résultat comparable par action ordinaire ²	3,51 \$	4,27 \$	4,52 \$
découlant des activités poursuivies	3,51 \$	3,73 \$	3,78 \$
découlant des activités abandonnées ¹	—	0,54 \$	0,74 \$

1 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 23.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Flux de trésorerie¹			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ²	7 346	7 696	7 268
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{2,3}	7 996	7 890	7 980
Dépenses d'investissement ⁴	6 337	7 904	12 298
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(307)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	791	33
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁵	—	419	5 328

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Comprennent les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

3 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 23.

4 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs – Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

5 Inscrite dans les activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie de nos états financiers consolidés de 2025.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bilan			
Total de l'actif ¹	118 751	118 243	125 034
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	46 792	47 931	52 914
Billets subordonnés de rang inférieur	12 094	11 048	10 287
Actions privilégiées	2 255	2 499	2 499
Participations sans contrôle	9 604	10 768	9 455
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 040	25 093	27 054

Dividendes déclarés²			
par action ordinaire ³	3,40 \$	3,7025 \$	3,72 \$

Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	1 040	1 038	1 030
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	1 041	1 039	1 037

1 Au 31 décembre 2025, comprenait des actifs de 197 millions de dollars (371 millions de dollars en 2024; 15 510 millions de dollars en 2023) liés aux activités abandonnées. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

2 Pour l'exercice clos.

3 Les dividendes déclarés pour le quatrième trimestre de 2024 et par la suite reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Gazoducs – Canada	2 164	2 016	(90)
Gazoducs – États-Unis	3 927	4 053	3 531
Gazoducs – Mexique	1 186	929	796
Énergie et solutions énergétiques	773	1 102	1 004
Siège social	(14)	(136)	(144)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	8 036	7 964	5 097
Intérêts débiteurs	(3 407)	(3 019)	(2 966)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	453	784	575
Gains (pertes) de change, montant net	157	(147)	320
Intérêts créditeurs et autres	205	324	272
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	5 444	5 906	3 298
(Charge) recouvrement d'impôts lié aux activités poursuivies	(1 138)	(922)	(842)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 306	4 984	2 456
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts¹	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette)	4 094	5 379	3 068
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(575)	(681)	(146)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	3 519	4 698	2 922
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	3,27 \$	4,43 \$	2,75 \$
découlant des activités poursuivies	3,47 \$	4,05 \$	2,15 \$
découlant des activités abandonnées ¹	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$

1 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires			
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 306	4 984	2 456
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(575)	(681)	(146)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	3 731	4 303	2 310
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	3 612	4 199	2 217
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts ¹	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829

1 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

En 2025, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies s'est établi à 3,6 milliards de dollars, ou 3,47 \$ par action ordinaire (4,2 milliards de dollars ou 4,05 \$ par action ordinaire en 2024; 2,2 milliards de dollars ou 2,15 \$ par action ordinaire en 2023), soit une diminution de 0,6 milliard de dollars ou de 0,58 \$ par action ordinaire en 2025 par rapport à 2024 et une augmentation de 2,0 milliards de dollars ou de 1,90 \$ par action ordinaire en 2024 par rapport à 2023. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la société » pour obtenir une liste des éléments précis inclus dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies, qui ont été exclus de notre calcul des mesures comparables.

Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Activités abandonnées » pour obtenir une liste des éléments précis inclus dans le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts, qui ont été exclus de notre calcul des mesures comparables.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 7,3 milliards de dollars en 2025, soit 5 % de moins qu'en 2024, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu, facteur contrebalancé en partie par l'augmentation des fonds provenant de l'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation comparables de 8,0 milliards de dollars en 2025 ont monté de 1 % en regard de ceux de 2024, en raison principalement de la hausse du BAIIA comparable et des activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change à l'égard des passifs nets au Mexique et du bénéfice libellé en dollars US, contrebalancées en partie par la diminution des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement ¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gazoducs – Canada	1 405	2 100	6 184
Gazoducs – États-Unis	3 457	2 575	2 660
Gazoducs – Mexique	522	2 228	2 292
Énergie et solutions énergétiques	922	824	1 080
Siège social	31	50	33
	6 337	7 777	12 249
Activités abandonnées	—	127	49
	6 337	7 904	12 298

¹ Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs - Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation », et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

En 2025 et en 2024, nous avons investi 6,3 milliards de dollars et 7,9 milliards de dollars, respectivement, en projets d'investissement pour préserver et optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2025 et de 2024 comprend des apports de 1,1 milliard de dollars et de 1,5 milliard de dollars (déduction faite des distributions), respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement en faveur de Bruce Power et de Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »).

Produit de la vente d'actifs

En 2024, TC Énergie et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (« Énergir ») ont mené à terme la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à un tiers. Notre quote-part du produit s'est élevée à 743 millions dollars (546 millions dollars US), déduction faite des coûts de transaction.

En 2024, nous avons aussi finalisé la vente d'autres actifs secondaires pour un produit brut de 48 millions de dollars.

En 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva Enterprises, pour un produit brut de 33 millions de dollars (25 millions de dollars US). Aux termes de la scission réalisée le 1^{er} octobre 2024, notre participation restante dans Port Neches Link LLC a été transférée à South Bow.

Acquisitions

En 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans les parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») contre 224 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs, exclusion faite des activités abandonnées, de 0,7 milliard de dollars en 2025. Au 31 décembre 2025, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et les participations sans contrôle comptaient pour 36 % de notre structure du capital (37 % en 2024), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (14 % en 2024). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Dividendes

À compter des dividendes payables le 31 janvier 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2024, les montants reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie postérieurement à la scission. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de 0,8775 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2026, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,51 \$ par action ordinaire.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

En vertu du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

Depuis le versement des dividendes déclarés le 27 juillet 2023, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Actions ordinaires	3 507	3 953	2 787
Actions privilégiées	114	99	92

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont présentées dans le tableau plus bas. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Ces mesures sont examinées régulièrement par notre président et chef de la direction, par la direction et par le conseil d'administration afin d'évaluer notre performance et de prendre des décisions concernant les activités courantes de notre entreprise ainsi que sa capacité à générer des flux de trésorerie. Certaines ou la totalité de ces mesures peuvent également être utilisées par les investisseurs et d'autres utilisateurs externes de nos états financiers à titre de mesures supplémentaires pour obtenir des informations utiles à la prise de décisions concernant notre performance d'une période à l'autre et notre capacité à générer des bénéfices qui sont essentiels à nos activités courantes. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (« BAIIA comparable ») et sur le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (« BAII comparable ») concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice sectoriel, sauf indication contraire.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision d'ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Nous appliquons une approche uniforme à l'égard des ajustements, qui se classent généralement dans l'une des catégories décrites ci-dessous.

- De par leur nature, ils sont inhabituels, peu fréquents et identifiables séparément de nos activités commerciales normales et, à notre avis, ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes au cours de la période. Ils comprennent généralement ce qui suit :
 - les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs détenus en vue de la vente; la dépréciation du goodwill, d'immobilisations corporelles, de participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs; les règlements juridiques, contractuels et autres règlements peu fréquents; les coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration; les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique; les incidences découlant des changements dans la législation et des variations des taux d'imposition en vigueur ainsi que des remboursements/versements d'impôt inhabituels; et les ajustements des provisions pour moins-value.
- Les gains et les pertes latents liés aux ajustements de la juste valeur qui ne reflètent pas les bénéfices ou les pertes réalisés ou l'incidence sur la trésorerie de nos activités sous-jacentes engagés dans la période à l'étude. Ils comprennent généralement ce qui suit :
 - les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur des dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des marchandises; les ajustements de la juste valeur latents liés à notre quote-part des activités de gestion des risques de Bruce Power et des fonds qu'elle a investis pour couvrir les avantages postérieurs au départ à la retraite; et les gains et pertes de change latents sur les prêts intersociétés qui ont une incidence sur le résultat consolidé.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Ces mesures s'appliquent à nos activités poursuivies et abandonnées. Des rapprochements quantitatifs de nos mesures comparables avec leurs mesures conformes aux PCGR correspondantes et une analyse des ajustements particuliers apportés pour 2025 et les périodes comparatives se trouvent aux pages 25 à 27, à la rubrique « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière ». Les mesures non conformes aux PCGR pour les activités abandonnées se trouvent à la rubrique « Activités abandonnées » à la page 92.

Mesure non conforme aux PCGR	Mesure conforme aux PCGR
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
BAIL comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
résultat comparable	bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net (perte nette) par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation	rentées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAIL comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables », exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAIL comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à l'analyse de chaque secteur et à la rubrique « Activités abandonnées » pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle).

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées à la note 28 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2025. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Nous croyons que les fonds provenant de l'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures utiles pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de notre entreprise à générer des rentrées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des (gains) pertes de change, les intérêts créditeurs et autres, la charge (le recouvrement) d'impôts, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées inscrits à notre état consolidé des résultats, après ajustement en fonction de postes particuliers. Nous utilisons le résultat comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Se reporter à la page 27 et à la rubrique « Activités abandonnées » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire pour les activités poursuivies et les activités abandonnées.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire - activités poursuivies

Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies et exclus du résultat comparable découlant des activités poursuivies :

2025

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars au titre de certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'abandonner ces projets d'aménagement et de la mise à jour des hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 89 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») et Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »), déduction faite des participations sans contrôle;
- une charge avant impôts de 75 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite des participations sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

2024

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars sur la vente de PNGTS menée à terme le 15 août 2024;
- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars lié à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au retrait des billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024;
- des gains de change latents nets avant impôts de 143 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite des participations sans contrôle;
- un gain avant impôts de 48 millions de dollars lié à la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- un recouvrement avant impôts de 22 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite des participations sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants à la suite de la scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars au titre d'un projet du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'abandonner ce projet d'aménagement du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 24 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus;
- des coûts avant impôts de 10 millions de dollars au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL.

2023

- une charge de dépréciation avant impôts de 2,1 milliards de dollars au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 65 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 44 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 80 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable - activités poursuivies

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	3 612	4 199	2 217
Postes particuliers (avant impôts) :			
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	110	36	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ¹	89	(143)	44
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique ²	75	(22)	(80)
Gain sur la vente de PNGTS	—	(572)	—
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt ³	—	(228)	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	(48)	—
Règlement avec un tiers	—	34	—
Coûts liés au projet Focus ⁴	—	24	65
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	10	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	—	2 100
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(30)	(8)	(7)
Activités de gestion des risques ⁵	(228)	433	(395)
Impôts sur des postes particuliers⁶	26	150	(48)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	3 654	3 865	3 896
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,47 \$	4,05 \$	2,15 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,04	(0,32)	1,63
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,51 \$	3,73 \$	3,78 \$

- 1 En 2023, TCPL et TGNH ont contracté une facilité de crédit renouvelable non garantie. Bien que le prêt et l'emprunt soient éliminés lors de la consolidation, les différences de monnaie de présentation de chacune des entités font en sorte que le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion de ces soldes dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que les gains et les pertes de change latents en résultant ne reflètent pas les montants qui seront réalisés au règlement, nous les excluons des mesures comparables, déduction faite des participations sans contrôle.
- 2 Nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui fluctuera d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des hypothèses économiques et de l'information prospective. Cette provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, et nous avons donc exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.
- 3 En octobre 2024, TCPL a entrepris et achevé nos offres publiques d'achat en trésorerie visant l'achat et l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme à un escompte moyen pondéré de 7,73 %. De plus, nous avons remboursé les billets remboursables sur demande en circulation à leur valeur nominale. Ces extinctions de dettes ont donné lieu à un gain net avant impôts de 228 millions de dollars, principalement en raison des escomptes de juste valeur et des frais d'émission de titres d'emprunt non amortis. Le gain net à l'extinction de titres d'emprunt a été comptabilisé au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats. Se reporter à la note 19 « Dette à long terme » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.
- 4 En 2023 et en 2024, nous avons comptabilisé les charges liées au projet Focus qui se rapportaient à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales.

5

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gazoducs – États-Unis	58	(113)	80
Installations énergétiques au Canada	(16)	84	(31)
Installations énergétiques aux États-Unis	9	(10)	9
Stockage de gaz naturel	(35)	(57)	91
Taux d'intérêt	2	(71)	—
Change	210	(266)	246
	228	(433)	395
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(56)	105	(99)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	172	(328)	296

6 Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités poursuivies

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités poursuivies ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement. Pour plus de précisions sur le rapprochement du BAIIA comparable, se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur d'activité.

exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars, sauf les montants par action)			
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies			
Gazoducs – Canada	3 687	3 388	3 335
Gazoducs – États-Unis	4 906	4 511	4 385
Gazoducs – Mexique	1 365	999	805
Énergie et solutions énergétiques	1 008	1 214	1 020
Siège social	(14)	(63)	(73)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	10 952	10 049	9 472
Amortissement	(2 769)	(2 535)	(2 446)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 409)	(3 176)	(2 966)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	453	784	575
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	96	(85)	118
Intérêts créditeurs et autres	205	324	272
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(1 112)	(772)	(890)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(643)	(620)	(146)
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	3 654	3 865	3 896
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,51 \$	3,73 \$	3,78 \$

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison de 2025 et de 2024

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies de 2025 a été supérieur de 903 millions de dollars à celui de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du BAIIA du secteur Gazoducs – Canada, attribuable principalement à la hausse des coûts transférables et des revenus au titre des incitatifs relatif au réseau de NGTL et au réseau principal ainsi qu'à la hausse des apports de Coastal GasLink découlant surtout de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc au quatrième trimestre de 2024;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique, attribuable surtout au résultat accru de TGNH se rapportant principalement à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts plus importante ayant découlé avant tout de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis, attribuable à l'augmentation du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et aux ventes contractuelles additionnelles, facteurs en partie contrebalancés par la baisse du bénéfice provenant de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et l'augmentation des coûts d'exploitation;
- le BAIIA à la hausse du secteur Siège social résultant surtout des coûts engagés en 2024 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées;
- le BAIIA moindre du secteur Énergie et solutions énergétiques imputable aux apports inférieurs de Bruce Power attribuable surtout au programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 4, à la hausse des coûts d'exploitation en partie contrée par le prix contractuel plus élevé, ainsi qu'à la diminution des résultats des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des prix de l'électricité réalisés, facteurs contrebalancés en partie par l'apport des installations de stockage de gaz naturel et autres reflétant l'incidence nette de la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires et l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 76, le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies libellé en dollars US a augmenté de 463 millions de dollars US par rapport à celui de 2024, et a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,40 en 2025, contre 1,37 en 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Comparaison de 2024 et de 2023

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies de 2024 a été supérieur de 577 millions de dollars à celui de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du BAIIA du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable surtout à l'apport plus élevé de Bruce Power en raison de la hausse de la production et du prix contractuel plus élevé ainsi que des activités de stockage de gaz naturel et autres grâce à l'accroissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, facteurs contrebalancés en partie par la diminution des résultats des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts moins importante;
- l'augmentation du BAIIA du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à la hausse des coûts transférables et à l'accroissement du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL et à Foothills, contrebalancés en partie par la baisse du bénéfice découlant de Coastal GasLink par suite de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars en 2023;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable au résultat supplémentaire tiré des projets de croissance mis en service et aux ventes contractuelles supplémentaires, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation et la diminution du résultat imputable à la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 75, le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies libellé en dollars US a augmenté de 180 millions de dollars US par rapport à celui de 2023, et a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,37 en 2024, contre 1,35 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice, les charges financières et l'amortissement, les variations de ces coûts influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison de 2025 et de 2024

Le résultat comparable découlant des activités poursuivies de 2025 a été inférieur de 211 millions de dollars, ou 0,22 \$ par action ordinaire, à celui de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies décrites ci-dessus;
- la charge d'impôts accrue attribuable surtout à l'exposition au change au Mexique et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable à l'achèvement du projet de gazoduc Southeast Gateway;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison surtout des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL et des changements apportés aux taux d'amortissement en raison du règlement visant Columbia Gas;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la diminution des intérêts capitalisés attribuable à la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024 et aux emprunts à court terme plus élevés;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des intérêts gagnés sur les placements à court terme et à l'augmentation des provisions liées aux assurances;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en raison surtout de l'incidence nette de l'augmentation du bénéfice net tiré des actifs de Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et de Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf »), de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 ainsi que de l'effet, pour un exercice complet, de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US, ainsi que la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

Comparaison de 2024 et de 2023

Le résultat comparable découlant des activités poursuivies de 2024 a été inférieur de 31 millions de dollars, ou 0,05 \$ par action ordinaire, à celui de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations d'expansion et de nouveaux projets;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US en 2024 en regard de 2023, à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme en 2024 et à l'incidence des intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées pour une période de neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable aux dépenses visant le projet de gazoduc Southeast Gateway, contrebalancées en partie par les projets mis en service et l'arrêt de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative à Tula au quatrième trimestre de 2023;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique et le bénéfice libellé en dollars US, ainsi que la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme et à la diminution des provisions liées aux assurances;
- la charge d'impôts moindre attribuable à l'exposition au change au Mexique et à la baisse du résultat comparable imposable, facteurs contrés en partie par la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et par la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;

- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement attribuable à l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au quatrième trimestre de 2023 et à l'effet, pour un exercice complet, de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024, facteurs contrés en partie par la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024.

Le résultat comparable par action ordinaire reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

MESURES FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

Dépenses en immobilisations nettes

Les dépenses en immobilisations nettes représentent les coûts en capital engagés au titre des projets de croissance, des dépenses d'investissement de maintien, des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des projets en cours d'aménagement, ajustés pour tenir compte de la part attribuable aux participations sans contrôle des entités dans lesquelles nous exerçons le contrôle. Les dépenses en immobilisations nettes reflètent les coûts en capital engagés au cours de la période, exclusion faite de l'incidence du moment où les paiements en trésorerie seront effectués. Nous avons recours aux dépenses en immobilisations nettes en tant que mesure clé pour évaluer notre rendement pour ce qui est de la gestion de nos dépenses d'investissement eu égard à notre plan d'investissement.

Les dépenses en immobilisations nettes ne comprennent pas un ajustement lié à la participation minoritaire de la CFE dans les dépenses en immobilisations de TGNH jusqu'après la mise en service des projets compris dans l'alliance stratégique conclue en 2022 entre TGNH et la CFE. L'apport de la CFE au deuxième trimestre de 2024 en vue d'obtenir une participation de 13,01 % dans TGNH tenait compte de sa quote-part des apports en capital requis pour les projets approuvés. Les dépenses en immobilisations nettes seront dorénavant ajustées pour tenir compte de tout nouveau projet d'investissement approuvé par TGNH.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Nous nous attendons à ce que notre BAIIA comparable de 2026 et notre résultat comparable par action ordinaire pour 2026 soient supérieurs à ceux de 2025, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2026 et l'incidence sur un exercice complet des projets mis en service en 2025;
- la hausse des produits résultant du règlement visant Columbia Gas;
- l'accroissement de la production nette de Bruce Power en raison de la remise en service du réacteur 3 à la suite de l'arrêt d'exploitation nécessaire au programme de RCP, ce qui a été contré en partie par le début de l'arrêt d'exploitation nécessaire au RCP du réacteur 5;
- la hausse de l'amortissement en raison de la mise en service de projets dans les secteurs Gazoduc – Canada et Gazoducs – États-Unis;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison essentiellement de la mise en service du gazoduc Southeast Gateway en 2025.

Dépenses en immobilisations consolidées

En 2025, nous avons engagé des dépenses en immobilisations brutes d'environ 5,9 milliards de dollars à l'égard de notre programme de projets d'investissement garantis et de nos projets en cours d'aménagement, ainsi que des intérêts capitalisés et des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction, selon le cas. Les dépenses en immobilisations nettes, ajustées pour rendre compte des dépenses en immobilisations attribuables aux participations sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle, se sont établies à environ 5,3 milliards de dollars.

Nous devrions engager des dépenses en immobilisations brutes se situant entre 6,0 et 6,5 milliards de dollars en 2026, avant les ajustements au titre des participations sans contrôle. Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations nettes se chiffreront entre 5,5 et 6,0 milliards de dollars en 2026.

La majeure partie de notre programme d'investissement de 2026 concerne l'avancement de projets garantis comme les projets de gazoducs aux États-Unis, l'expansion du réseau de NGTL, les projets de gazoduc au Mexique, les programmes de RCP à Bruce Power et les dépenses d'investissement de maintien engagées dans le cours normal des activités.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses en immobilisations prévus de 2026.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 21 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans notre carnet de projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux projets d'investissement visant la capacité de ces gazoducs.

En 2025, nous avons mis en service des projets totalisant environ 8,3 milliards de dollars, ce qui comprenait des projets visant la capacité des gazoducs dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord, y compris le gazoduc Southeast Gateway, ainsi que les progrès réalisés dans le cadre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. Par ailleurs, des dépenses d'investissement de maintien d'environ 2,2 milliards de dollars ont été engagées au cours de la période.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison de divers facteurs tels que les conditions météorologiques, les conditions du marché, des modifications mineures du tracé, l'acquisition de terrains, les conditions d'obtention des permis, le calendrier des travaux et les dates relatives aux permis réglementaires, de même qu'à cause d'autres restrictions et incertitudes potentielles, notamment les pressions inflationnistes exercées sur la main-d'œuvre et les matériaux. Les montants ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés et des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction, selon le cas.

Projets garantis

Les coûts estimatifs et engagés des projets dont il est question dans le tableau qui suit comprennent 100 % des dépenses en immobilisations liées à nos projets dans des entités que nous détenons ou que nous détenons en partie et que nous consolidons entièrement, de même qu'à notre quote-part des apports de capitaux propres pour financer les projets dans le cadre de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 31 décembre 2025
Gazoducs – Canada¹			
Réseau de NGTL	2026	0,5 ²	0,4
	2027	0,4 ²	—
	2028+	0,6 ²	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2026-2028	2,6	—
Gazoducs – États-Unis			
Gillis Access – prolongement	2026-2027	0,4 US	0,1 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	0,1 US
Projet Northwoods	2029	0,9 US	—
Projets Pulaski et Maysville	2029	0,8 US	—
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie	2030	0,3 US	—
Projets TCO Connector	2030	0,3 US	—
Autres investissements ³	2026-2031	1,9 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2026-2028	2,6 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁵	—	0,4 US	0,3 US
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – RCP du réacteur 3	2026	1,1	1,1
Bruce Power – RCP du réacteur 4 ⁶	2028	0,9	0,4
Bruce Power – RCP du réacteur 5 ⁶	2030	1,1	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁷	2026-2031	1,5	0,7
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁸	2026-2028	0,5	—
		18,1	4,0
Incidence du change sur les projets garantis ⁹		3,3	0,4
Total des projets garantis		21,4	4,4

- 1 Notre quote-part des capitaux propres engagés pour financer le coût estimé du projet Coastal GasLink - Cedar Link se chiffre à 37 millions de dollars.
- 2 Comprend les montants liés aux projets prévus dans le plan de croissance pluriannuel pour lesquels une décision d'investissement finale a été obtenue.
- 3 Comprend des dépenses en immobilisations liées à certains projets de maintenance de grande envergure dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière en matière de recouvrements réglementaires.
- 4 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions en suspens relatives aux parties prenantes.
- 5 Coût estimatif du projet conformément aux contrats conclus en 2022 dans le cadre de l'alliance stratégique de TGNH intervenue entre TC Énergie et la CFE. Nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future et d'une révision des coûts estimés.
- 6 Les montants sont présentés déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement attendus.
- 7 Reflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs jusqu'en 2027, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production.
- 8 Comprendent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à nos actifs des secteurs Énergie et solutions énergétiques et Siège social.
- 9 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,37 au 31 décembre 2025.

Projets en cours d'aménagement

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes nos unités d'exploitation. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. De nouvelles occasions de croissance seront envisagées par l'entremise de notre cadre rigoureux de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces nouvelles possibilités progresseront et atteindront les jalons requis, elles seront présentées dans le tableau des projets garantis.

Gazoducs – Canada

Nous continuons de nous consacrer à l'optimisation de l'utilisation et de la valeur de nos gazoducs actuels, notamment par l'expansion approuvée dans les corridors déjà exploités, la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, le raccordement des sources d'approvisionnement en gaz en pleine croissance du BSOC vers marchés intérieurs et d'exportation et autres occasions, y compris la progression de notre plan de croissance pluriannuel. Le plan de croissance pluriannuel se compose de plusieurs projets distincts ayant diverses dates de mise en service, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation.

Gazoducs – États-Unis

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets devant viser le remplacement, la mise à niveau, l'expansion et l'élargissement de l'empreinte de notre secteur Gazoducs – États-Unis. Les installations améliorées associées à ces projets devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme. Nous sommes également témoins d'une demande croissante dans de multiples secteurs, ce qui favorise les projets d'expansion potentiels visant à soutenir la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel, la conversion du charbon au gaz naturel, la croissance des sociétés de distribution locales et les centres de données. Notre empreinte nous confère une bonne position pour fournir du gaz naturel par l'intermédiaire des entreprises de services publics clientes ou au moyen d'un raccordement direct. Parmi les autres occasions, citons les raccordements directs et indirects visant à fournir du gaz naturel servant à alimenter en électricité les centres de données, la poursuite de l'aménagement d'installations de GNL à proximité de notre empreinte ainsi que la croissance du nombre de jours de pointe des sociétés de distribution locales.

Énergie et solutions énergétiques

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de RCP des réacteurs 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion d'actifs après l'achèvement du programme de RCP en 2033, allongeant ainsi le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power jusqu'en 2064. Les travaux préparatoires du programme de RCP des réacteurs 7 et 8 sont en cours et les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

Solutions énergétiques

Accumulation par pompage en Ontario

En collaboration avec notre partenaire potentiel, la Nation ojibway de Saugeen, nous poursuivons la progression du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées à Meaford, en Ontario. Le projet de 1 000 MW devrait fournir suffisamment d'électricité pour alimenter un million de foyers pendant près de 11 heures, tout en améliorant la fiabilité et l'efficacité du réseau d'électricité de l'Ontario.

Utilisant l'eau et la gravité, le projet s'apparente à une batterie naturelle qui stocke l'électricité excédentaire lorsque la demande est faible et la redéploie ultérieurement pendant les périodes de forte demande. Le projet soutiendra le développement prévu du parc nucléaire de l'Ontario et pourra fournir de l'énergie nucléaire propre sur demande.

En janvier 2025, le gouvernement de l'Ontario a annoncé un investissement à hauteur d'au plus 285 millions de dollars dans l'avancement des travaux préalables à l'aménagement du projet. Grâce à cet investissement, les travaux d'aménagement essentiels progressent, ce qui comprend la réalisation d'une estimation détaillée des coûts, le début des évaluations environnementales fédérales et provinciales, les travaux techniques et de conception avancés et l'engagement continu envers les collectivités. Notre conseil d'administration, la Nation ojibway de Saugeen et le gouvernement de l'Ontario devraient chacun prendre une décision d'investissement finale à l'égard du projet après les travaux préalables à l'aménagement.

ENTREPRISE DE GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d'approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement, des terminaux d'exportation de GNL et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des grands bassins d'approvisionnement et répond chaque jour à plus de 30 % de la demande du continent nord-américain par l'intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 63 185 km (39 260 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 30 986 km (19 253 milles).

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 532 Gpi³, ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes des principaux marchés d'Amérique du Nord.

Notre entreprise de gazoducs est subdivisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Stratégie

Notre stratégie consiste à maximiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place d'une manière sécuritaire et fiable tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord. Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise.

Nos principales activités ciblées comprennent :

- l'expansion et le prolongement de notre importante empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord, principalement dans les corridors déjà exploités;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l'industrie, de la production d'électricité et des sociétés de distribution locales;
- l'expansion de nos réseaux dans des endroits clés en Amérique du Nord et l'aménagement de nouveaux projets visant la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, déjà en exploitation ou projetés;
- le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- la réduction de nos émissions de GES et de méthane grâce à notre excellence opérationnelle.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l'offre et la demande gazières en Amérique du Nord.

Nos réseaux de gazoducs contribuent à résoudre le trilemme de l'énergie, soit la sécurité, l'abordabilité et la durabilité. Nous estimons que le gaz naturel constitue une source d'énergie fiable et hautement efficace qui permet de soutenir le remplacement de l'électricité alimentée au charbon et de compenser le caractère intermittent des sources d'énergie renouvelables de l'Amérique du Nord. Nous continuons d'accroître les efficacités opérationnelles et d'intégrer les considérations liées à la durabilité à nos décisions relatives aux nouveaux projets, à la modernisation, à la maintenance, à l'électrification et à l'amélioration de la détection des fuites. Notre modèle commercial produit des avantages socioéconomiques, car nous travaillons étroitement avec les communautés autochtones, les organismes communautaires, les propriétaires fonciers et les autres parties prenantes, conformément à nos valeurs et à nos engagements envers la durabilité.

Faits récents

Gazoducs – Canada

- mise en service de projets d'investissement visant la capacité d'environ 0,2 milliard de dollars en 2025 se rapportant principalement au tronçon Valhalla du projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») de NGTL;
- décisions d'investissement finales à l'égard d'installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel totalisant environ 1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2025 et ayant des dates de mise en service à compter de 2026;
- débits entrants records sur le réseau de NGTL;
- débits forts et soutenus sur le réseau principal au Canada.

Gazoducs – États-Unis

- mise en service de projets d'investissement d'environ 2,7 milliards de dollars US en 2025, y compris les projets East Lateral XPress, VR, WR, Eastern Panhandle et Ventura XPress, ainsi que des dépenses d'investissement de maintien;
- approbation de projets d'investissement d'environ 2,3 milliards de dollars US, y compris les projets Northwoods et TCO Connector;
- dépôt d'un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC par Columbia Gas en septembre 2024 pour demander une augmentation de ses tarifs maximums de transport entrant en vigueur le 1^{er} avril 2025 et le 30 octobre 2025, et approbation par la FERC du dossier de règlement (le « règlement visant Columbia Gas »). Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients au quatrième trimestre de 2025;
- dépôt de dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 auprès de la FERC par ANR et par Great Lakes en avril 2025 pour demander une augmentation de leurs tarifs maximums de transport qui entreront en vigueur le 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Les dossiers tarifaires progressent comme prévu et nous continuons de travailler en collaboration dans le cadre de négociations en vue d'un règlement;
- débits records sur un certain nombre de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- achèvement du gazoduc Southeast Gateway en mai 2025. En juillet 2025, la CNE, nouvellement constituée, a approuvé nos tarifs réglementés requis pour fournir des services aux futurs utilisateurs potentiels des services interruptibles du gazoduc Southeast Gateway autres que la CFE;
- poursuite de la croissance de l'utilisation globale des gazoducs.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d'approvisionnement jusqu'à des points ou des marchés qui s'en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals et aux terminaux d'exportation de GNL. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler des volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison, et des installations de stockage de gaz naturel réglementées offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l'équilibre global des réseaux de gazoducs.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de la REC au Canada et de la FERC aux États-Unis. En mars 2025, la réglementation des gazoducs au Mexique a été transférée de la CRE à la CNE, un organisme nouvellement constitué faisant partie du SENER.

Ces organismes réglementent la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation demandée des infrastructures pipelinères. En ce qui a trait à nos actifs à tarifs réglementés au Canada et aux États-Unis, ces organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts généralement recouverts par l'intermédiaire des droits comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts et les intérêts sur la dette. Les organismes de réglementation examinent généralement les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et ils approuvent des droits qui offrent une perspective raisonnable de les recouvrer. Au Mexique, même si la majeure partie de notre capacité est visée par des tarifs contractuels à long terme, l'organisme de réglementation établit les tarifs pour les services interruptibles.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et pour répondre à la demande provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent deux des régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier de l'accroissement de la demande mexicaine de gaz naturel et d'un accès grandissant aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 155 Gpi³/j d'ici 2029, ce qui représente une augmentation d'environ 30 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2024.

À mesure que le monde s'oriente vers une économie à plus faibles émissions de carbone, nous croyons que la fermeture des centrales alimentées au charbon et la croissance de la demande d'exportation au cours des cinq à dix prochaines années créeront des occasions de croissance pour les installations de production d'énergie à charge minimale alimentées au gaz naturel. Nous nous attendons à ce que cette croissance prévue de la demande de gaz naturel et les augmentations prévues dans des zones clés comme le BSOC, les terrains infracôtiers de la côte du golfe du Mexique, les Appalaches et le bassin permien offrent des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières, qui seront appelées à construire de nouvelles installations ou à accroître le taux d'utilisation de leurs installations actuelles. La modernisation de nos réseaux et actifs existants et la décarbonation de notre consommation d'énergie dans nos réseaux de gazoducs devraient aussi fournir d'autres occasions d'investissement qui correspondent à nos préférences en matière de risque tout en appuyant nos cibles de réduction des émissions de GES.

Évolution de la demande

L'abondance de l'offre gazière a favorisé l'accroissement de la demande, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel, y compris pour les centres de données émergents;
- les exportations de GNL sur les marchés mondiaux;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- les sables bitumineux de l'Alberta.

Les producteurs continuent d'évaluer les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long des côtes est et ouest du Canada, des États-Unis et du Mexique.

L'exportation grandissante de gaz naturel vers le Mexique vient de la nécessité pour la CFE de répondre aux besoins des marchés actuels et nécessite des gazoducs pour desservir de nouvelles régions. Nous sommes d'avis que le gaz naturel est la clé de la transition énergétique au Mexique.

Dans l'ensemble, nous prévoyons pour l'avenir une croissance considérable de la demande de gaz naturel en soutien à l'expansion économique, à la croissance de la demande en énergie des secteurs industriels, à la conversion des installations industrielles et des centrales électriques à des carburants dont l'intensité des émissions de GES est faible et aux perspectives d'exportation de GNL. La demande créée par ces nouveaux marchés nous procure de nouvelles occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

Prix des produits de base

La rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les droits de transport ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets de mise en valeur des réserves ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix.

Concurrence accrue

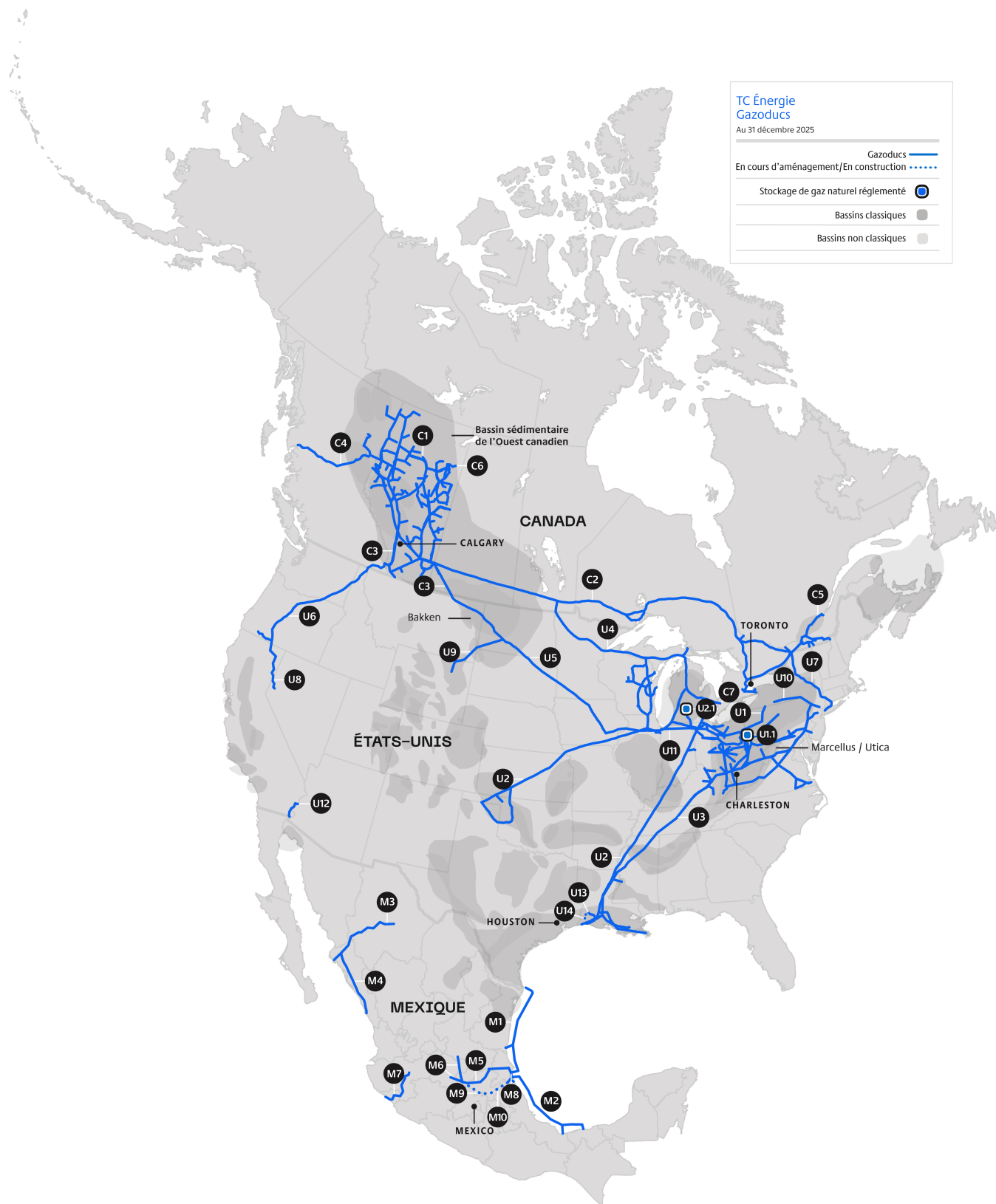
Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin des Appalaches, exploitables à faible coût, qui sont tous deux reliés aux marchés nord-américains où se concentre la demande, nous sommes solidement positionnés sur le plan concurrentiel. Étant donné qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les permis nécessaires pour la construction ou l'expansion de pipelines et de choisir des emplacements qui conviennent pour leur tracé, les entreprises pipelinières établies sont avantagées par la connectivité et les économies d'échelle que leur apportent leur infrastructure de base, la propriété des emprises et les synergies opérationnelles qu'elles réalisent. Nous avons offert jusqu'ici des services concurrentiels, et nous continuerons de le faire, afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

Priorités stratégiques

Nos gazoducs acheminent le gaz naturel dont dépend l'approvisionnement en énergie de millions de particuliers et d'entreprises en Amérique du Nord. Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz naturel et de soutenir nos engagements et nos cibles d'entreprise en matière de durabilité.

Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, du respect de l'environnement et de la sécurité de la population touchée par la construction et l'exploitation des installations en question. En 2026, nous continuerons de mettre l'accent sur la réalisation de notre programme d'investissement établi, lequel comprend le démarrage et la poursuite de différents projets de gazoducs aux États-Unis, des investissements au Canada visant notamment le réseau de NGTL et le projet Cedar Link, ainsi que des investissements dans nos gazoducs au Mexique. Nous continuerons de miser sur la gestion des capitaux et d'évaluer les possibilités de croissance qui se présenteront.

Nos entreprises de commercialisation viendront compléter nos activités d'exploitation des gazoducs. Elles dégageront des produits d'activités non réglementées, en gérant l'approvisionnement en gaz naturel et la capacité de transport par gazoduc pour les clients qui se situent le long du tracé de nos installations.



Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

		Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Canada				
C1	Réseau de NGTL	24 096 km (14 973 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, à Coastal GasLink, à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers. Il s'agit de notre réseau de collecte et de transport de gaz naturel pour le BSOC, qui relie la majeure partie de la production de gaz naturel de l'Ouest canadien aux marchés domestiques et d'exportation et qui est bien positionné pour relier l'approvisionnement croissant dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. Notre programme d'investissement est axé sur ces deux zones d'approvisionnement ainsi que sur la demande croissante à l'égard des services de transport garanti en Alberta provenant de la production d'électricité, de l'exploitation des sables bitumineux et de la charge d'alimentation pétrochimique, de même que vers nos principaux points d'exportation à Empress et de livraison en Alberta et en Colombie-Britannique. Par ailleurs, le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC à des installations d'exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada grâce aux futurs agrandissements ou aux futures prolongations du réseau ou à des raccords futurs à d'autres gazoducs desservant la région.	100 %
C2	Réseau principal au Canada	14 087 km (8 753 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés du Canada et des États-Unis. Ce gazoduc alimente les marchés des provinces des Prairies du Canada, de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes du Canada, ainsi que ceux des marchés américains du Midwest, de la côte du golfe du Mexique et du nord-est des États-Unis, en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccords.	100 %
C3	Foothills	1 289 km (801 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
C4	Coastal GasLink	671 km (417 milles)	Gazoduc qui transporte du gaz naturel de la zone de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique, alimenté par ses raccords au réseau de NGTL et à d'autres gazoducs.	35 %
C5	Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	648 km (403 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder à un gazoduc appartenant à un tiers à la frontière des États-Unis.	50 %
C6	Ventures LP	133 km (83 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
C7	Portion canadienne de Great Lakes	60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis				
U1	Columbia Gas	18 598 km (11 556 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel principalement en provenance du bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica, deux des plus grands gisements de gaz de schiste d'Amérique du Nord, vers les marchés et les gazoducs de raccordement dans tout le nord-est, le Midwest et la région atlantique des États-Unis, et qui est bien positionné pour relier l'offre croissante et les marchés de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d'autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est, du Midwest et de la côte atlantique des États-Unis ainsi que du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation des GNL.	60 %

		Longueur	Description	Participation
U1.1	Stockage de Columbia	285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons une participation de 60 % dans les installations de stockage de Columbia de 273 Gpi ³ et une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	Diverses
U2	ANR ¹	15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique. Ce réseau de gazoducs relie les bassins d'approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays au golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l'Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois et de l'Ohio. En outre, la conduite principale d'ANR vers le sud-est est bidirectionnelle et achemine le gaz produit dans le bassin des Appalaches vers les clients de la région de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
U2.1	Stockage d'ANR	247 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	100 %
U3	Columbia Gulf	5 419 km (3 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique. Ce réseau de gazoducs achemine la production croissante en provenance du bassin des Appalaches vers divers marchés de la côte américaine du golfe du Mexique et les terminaux d'exportation de GNL grâce à ses raccordements au gazoduc Columbia Gas et à d'autres gazoducs.	60 %
U4	Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Midwest des États-Unis.	100 %
U5	Northern Border	2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain.	50 %
U6	GTN	2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills.	100 %
U7	Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
U8	Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada.	100 %
U9	Bison	488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.	100 %
U10	Millennium	424 km (263 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	47,5 %
U11	Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
U12	North Baja ¹	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique.	100 %
U13	Gillis Access	68 km (42 milles)	Réseau de gazoducs qui raccorde le bassin Haynesville, à Gillis, en Louisiane, avec les marchés ailleurs en Louisiane.	100 %

		Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Mexique				
M1	Sur de Texas	770 km (478 milles)	Gazoduc extracôtier qui transporte du gaz naturel de la frontière entre les États-Unis et le Mexique située près de Brownsville, au Texas, afin d'alimenter diverses centrales électriques mexicaines d'Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il se raccorde avec les gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers. Ce gazoduc extracôtier transporte du gaz naturel depuis la frontière du Texas vers les marchés de l'énergie et les marchés industriels situés dans l'est et le centre du Mexique.	60 %
M2	Southeast Gateway	715 km (444 milles)	Gazoduc extracôtier raccordé au gazoduc Tula qui achemine du gaz aux points de livraison à Coatzacoalcos, dans l'État de Veracruz, et à Paraíso, dans l'État de Tabasco, dans le sud-est du Mexique.	86,99 %
M3	Topolobampo	572 km (355 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Encino, dans l'État de Chihuahua et El Oro, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa. Ce réseau alimente des centrales électriques et des installations industrielles.	100 %
M4	Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, qui se raccorde avec des gazoducs d'autres entreprises et qui est raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro. Ce réseau alimente des centrales électriques et des installations industrielles.	100 %
M5	Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, et de Higueros (réseau Sur de Texas-Tuxpan) jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique. Ce réseau alimente des centrales électriques et des installations industrielles.	86,99 %
M6	Villa de Reyes - tronçon nord et tronçon latéral	316 km (196 milles)	Le tronçon nord et le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes sont raccordés à notre gazoduc Tamazunchale et à des réseaux appartenant à des tiers pour acheminer du gaz vers des centrales électriques de Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí, et de Salamanca, dans l'État de Guanajuato.	86,99 %
M7	Guadalajara	313 km (194 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara aux centrales électriques et aux clients industriels des États de Colima et de Jalisco.	100 %
M8	Tula – tronçon est	114 km (71 milles)	Le tronçon est du gazoduc Tula transporte du gaz naturel de Sur de Texas jusqu'à diverses centrales électriques de Tuxpan, dans l'État de Veracruz.	86,99 %
En construction				
Gazoducs au Canada				
	Réseau de NGTL ^{2,3,4}	35 km (22 milles)	Comprend des installations d'expansion, le poste de compression de Berland River du projet VNBR et des éléments du plan de croissance pluriannuel; mise en service prévue commençant en 2026.	100 %
	Projet Coastal GasLink – Cedar Link ^{2,3}	s.o.	Projet d'expansion du gazoduc Coastal GasLink qui devrait permettre d'acheminer jusqu'à 0,4 Gpi ³ /j de gaz naturel jusqu'à l'installation de Cedar LNG; comprend l'ajout d'un nouveau poste de compression, d'un pipeline d'embranchement et d'un poste de comptage se raccordant aux infrastructures pipelinières actuelles de Coastal GasLink. La mise en service est prévue pour 2028.	35 %
Gazoducs aux États-Unis				
U14	Gillis access - prolongement ^{2,3}	63 km (39 milles)	Prolongement de Gillis Access pour permettre d'acheminer plus de gaz en provenance du bassin Haynesville, à Gillis; mise en service prévue vers la fin de 2026.	100 %
	Projet Bison XPress ^{1,2}	s.o.	Projet de Northern Border, une filiale détenue à 50 %, et Bison, une filiale en propriété exclusive, consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité; mise en service prévue pour 2026.	Diverses

		Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Mexique				
M9	Villa de Reyes – tronçon sud	110 km (68 milles)	Ce tronçon sera raccordé au tronçon nord et au tronçon latéral en exploitation des gazoducs Villa de Reyes et de Tula.	86,99 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction				
Gazoducs au Canada				
	Plan de croissance pluriannuel du réseau de NGTL ^{2,3,4}	54 km (34 milles)	Comprend des parties des installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel; mise en service prévue commençant en 2027.	100 %
Gazoducs aux États-Unis				
	Projet Pulaski ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc du réseau de Columbia Gulf destiné à desservir des centrales électriques existantes; mise en service prévue pour 2029.	60 %
	Projet Maysville ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc du réseau de Columbia Gulf destiné à desservir des centrales électriques existantes; mise en service prévue pour 2029.	60 %
	TCO Connector	45 km (28 milles)	Projet de prolongement du gazoduc du réseau de Columbia Gas destiné à desservir une nouvelle centrale électrique alimentée au gaz naturel; mise en service prévue pour 2030.	60 %
	Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie ²	1,1 Gpi ³	Installation de stockage de GNL située sur le réseau de Columbia Gas dans le sud-est de la Virginie destinée à desservir le marché en expansion des sociétés de distribution locales; mise en service prévue pour 2030.	60 %
	Projet Heartland ^{1,2}	s.o.	Projet d'expansion du réseau d'ANR conçu dans le but d'accroître la capacité et de rehausser la fiabilité du réseau en modernisant les postes de compression; mise en service prévue pour 2027.	100 %
	Projet Northwoods ^{1,2}	s.o.	Projet d'expansion du réseau d'ANR conçu dans le but d'accroître la capacité de répondre à la demande de production d'électricité alimentée au gaz naturel dans le Midwest des États-Unis, y compris les centres de données et la croissance économique globale; mise en service prévue pour 2029.	100 %
Gazoducs au Mexique				
M10	Tula ³	100 km (62 milles)	TC Énergie et la CFE évaluent les possibilités d'achever les tronçons restants du gazoduc, sous réserve d'une décision d'investissement finale.	86,99 %

1 Comprend des projets de modification, d'ajout ou d'expansion de postes de compression sans prolongement des canalisations.

2 Des installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.

3 La longueur de la canalisation indiquée est provisoire puisque le tracé définitif est en cours de conception.

4 Comprend les projets du plan de croissance pluriannuel qui ont obtenu une décision d'investissement finale.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – CANADA

Le secteur Gazoducs – Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est la REC qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les organismes de réglementation provinciaux exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Tous nos grands gazoducs canadiens sont réglementés par la REC, à l'exception du gazoduc Coastal GasLink, qui est réglementé par le BC Energy Regulator.

Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, la REC approuve des droits, des installations et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total des droits inclut un rendement sur le capital que nous avons investi dans les actifs, appelé « rendement des capitaux propres ». Globalement, la REC a approuvé une structure du capital présumée composée à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, y compris le coût du financement, divisés par une prévision des volumes. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que la REC a approuvé.

La société et ses clients peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de la REC, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans pour 2025 à 2029 approuvé par la REC (le « règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL »), qui a débuté le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter davantage les taux d'amortissement grâce à un incitatif si les tarifs baissent sous le seuil précisé ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi des mécanismes incitatifs visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, tout en procurant des incitatifs relatifs à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui prévoit un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits.

FAITS MARQUANTS

Réseau de NGTL

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,2 milliard de dollars.

Plan de croissance pluriannuel

Le règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par notre conseil d'administration de l'affectation de capitaux d'un montant maximal de 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant des installations d'expansion afin de répondre aux engagements du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts ayant diverses dates de mise en service prévues, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. À ce jour, des installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel totalisant environ 1,1 milliard de dollars et ayant diverses dates de mise en service à compter de 2026 ont obtenu des décisions d'investissement finales. Nous continuons d'évaluer les plans pour chaque installation visée par le plan de croissance pluriannuel afin d'optimiser le coût et l'échéancier. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel devrait accroître le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi³/j.

Projet Valhalla North et Berland River

Nous poursuivons les travaux de construction du projet Valhalla North et Berland River. La section Valhalla, qui comprend un nouveau gazoduc d'environ 33 km (21 milles), a été mise en service au troisième trimestre de 2025 à un coût en capital d'environ 0,2 milliard de dollars. La section Berland River, qui comprend un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes, devrait entrer en service au cours du deuxième semestre de 2026, à un coût en capital estimatif de 0,3 milliard de dollars. Le projet vise à doter le réseau de NGTL d'une capacité supplémentaire d'environ 428 TJ/j (400 Mpi³/j).

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

En octobre 2025, conformément à l'entente commerciale conclue en novembre 2024 par LNG Canada (« LNGC ») et chacun des cinq participants de LNGC, TC Énergie a reçu un paiement non récurrent de 199 millions de dollars au titre des travaux achevés et du règlement final des coûts. Ce paiement a été comptabilisé par TC Énergie en tant que distribution en substance de Coastal GasLink LP dans ses états financiers consolidés de 2024.

Les travaux de remise en état postérieurs à la construction ont été achevés en 2025. En outre, Coastal GasLink LP a réglé toutes les réclamations significatives, ce qui a donné lieu à un recouvrement net positif dans l'ensemble pour Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter la note 30, « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Option des communautés autochtones

En mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation pouvant atteindre 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet, à même notre participation actuelle de 35 %. En janvier 2026, les investisseurs éventuels ont convenu d'un calendrier exécutoire à l'égard de ces options, qui devrait demeurer en vigueur jusqu'à la fin de 2026. La clôture de la vente est conditionnelle à l'obtention des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNGC.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Se reporter à la page 23 pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Réseau de NGTL	2 586	2 393	2 201
Réseau principal au Canada	817	787	789
Autres gazoducs au Canada ¹	284	208	345
BAIIA comparable	3 687	3 388	3 335
Amortissement	(1 523)	(1 382)	(1 325)
BAIL comparable	2 164	2 006	2 010
Postes particuliers :			
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	10	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	—	(2 100)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 164	2 016	(90)

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de Great Lakes Canada, ainsi que notre quote-part dans le bénéfice de TQM et de Coastal GasLink, de même que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires liés à nos gazoducs au Canada.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada s'est chiffré à 2,2 milliards de dollars en 2025, comparativement à 2,0 milliards de dollars en 2024 et à une perte sectorielle de 0,1 milliard de dollars en 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- un gain avant impôts de 10 millions de dollars sur la vente d'actifs secondaires au deuxième trimestre de 2024;
- une charge de dépréciation avant impôts de 2,1 milliards de dollars au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP en 2023.

Le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie principalement en fonction de notre RCA approuvé, de la base d'investissement, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des revenus au titre des incitatifs. Le BAIIA comparable est tributaire de ces facteurs, ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts. Ces éléments additionnels n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférables.

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	804	775	770
Réseau principal au Canada	258	244	230
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	19 277	19 334	19 008
Réseau principal au Canada	3 762	3 697	3 709

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 29 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs, et il a augmenté de 5 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, par suite surtout de l'accroissement de la base d'investissement moyenne attribuable à l'expansion constante des réseaux, contrebalancé en partie par une perte au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL est actuellement exploité aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL, qui a débuté le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter davantage les taux d'amortissement grâce à un incitatif si les tarifs baissent sous le seuil précisé ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi des mécanismes incitatifs visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de

conformité liés aux émissions, tout en procurant des incitatifs relatifs à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour un complément d'information.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 14 millions de dollars en 2025 comparativement à 2024, et de 14 millions de dollars en 2024 comparativement à 2023, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada en 2025 a été supérieur de 299 millions de dollars à celui de 2024, principalement en raison des éléments suivants :

- la hausse de la charge d'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que des revenus au titre des incitatifs, contrée en partie par la baisse des charges financières transférables et la diminution du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse des apports de Coastal GasLink attribuable principalement à la mise en service commerciale annoncée du gazoduc au quatrième trimestre de 2024;
- l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, de l'amortissement transférable et des impôts sur le bénéfice relativement au réseau principal au Canada.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada en 2024 a été supérieur de 53 millions de dollars à celui de 2023, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement et des charges financières transférables ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL découlant de l'expansion constante du réseau;
- la hausse des impôts sur le bénéfice, des charges financières et de l'amortissement transférables ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatifs à Foothills, principalement par suite de l'achèvement du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills en 2023;
- le résultat généré par Coastal GasLink en 2023 en lien avec la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons.

Amortissement

L'amortissement pour 2025 a été supérieur de 141 millions de dollars à celui de 2024, en raison surtout des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL. En 2024, l'amortissement a été supérieur de 57 millions de dollars à celui de 2023, du fait surtout de l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations d'expansion.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital présumée, ainsi que des dispositions des règlements tarifaires approuvés par la REC. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le taux de rendement de la base tarifaire des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

En 2026, le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada devrait être supérieur à celui de 2025, en raison principalement des apports plus importants du réseau de NGTL. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, les variations de ces coûts peuvent influencer sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre résultat comparable. Nous prévoyons que le résultat comparable du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada pour 2026 sera semblable à celui de 2025.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 1,3 milliard de dollars en 2025 à l'égard de nos projets de croissance et des investissements de maintien dans notre secteur Gazoducs – Canada. Nous prévoyons engager des dépenses d'environ 1,5 milliard de dollars en 2026, qui viseront plus particulièrement les projets d'expansion et les investissements de maintien du réseau de NGTL, lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement et le bénéfice qui en découle.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières interétatiques aux États-Unis. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer nos coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC ou nos expéditeurs peuvent introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi inéquitable ou déraisonnable.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à de fréquentes instances visant les tarifs pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Réglementation sur la sécurité des pipelines de la PHMSA

La plupart de nos réseaux de gazoducs aux États-Unis sont assujettis à des lois et règlements fédéraux en matière de sécurité des pipelines qui sont adoptés et administrés par la PHMSA. La PHMSA continuera de publier de nouvelles règles influant sur de nombreux aspects de l'exploitation et de l'entretien de notre réseau de gazoducs. Les priorités de la PHMSA sont généralement dictées par des lois influencées par plusieurs parties prenantes et guidées par des recherches sur les récents incidents au sein de l'industrie tout en tenant compte des priorités des parties prenantes. Lorsque la PHMSA instaure de nouvelles règles, TC Énergie cherche à recouvrer les dépenses supplémentaires découlant de l'application de telles règles dans les dossiers tarifaires et les règlements en matière de modernisation futurs.

FAITS MARQUANTS

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de Columbia Gas

Columbia Gas a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en avril 2025 et elle a obtenu l'approbation de la FERC en octobre 2025. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 31 mars 2028. Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2031. Le règlement prévoit également des majorations de taux supplémentaires en avril 2026 et en avril 2027 afin de tenir compte des dépenses prévues liées à la modernisation. Au cours du quatrième trimestre de 2025, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients.

Dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 d'ANR et de Great Lakes

En avril 2025, ANR et Great Lakes ont chacune déposé des dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de leurs tarifs maximums de transport respectifs entrant en vigueur le 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Nous continuerons de travailler en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise d'un règlement.

Projet Northwoods

En avril 2025, nous avons approuvé le projet Northwoods, un projet d'expansion de notre réseau d'ANR devant fournir 0,4 Gpi³/j de capacité destinée à répondre à la demande de production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel dans le Midwest des États-Unis, compte tenu des centres de données et de la croissance économique globale. Le projet comprend un doublement de canalisations, l'ajout de postes de compression et d'autres mises à niveau du réseau. La mise en service est prévue pour la fin de 2029 et le coût du projet est estimé à environ 0,9 milliard de dollars US.

East Lateral XPress

Le projet East Lateral XPress, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf qui relie l'approvisionnement aux marchés d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mis en service en mai 2025 à un coût total d'environ 0,3 milliard de dollars US.

Projet Ventura XPress

Le projet Ventura XPress, une série de projets d'ANR devant améliorer la fiabilité du réseau de base et permettre des services de transport contractuels à long terme supplémentaires vers un point de livraison du gazoduc Northern Border situé à Ventura, en Iowa, a été mis en service en octobre 2025 à un coût total d'environ 0,2 milliard de dollars US.

Projet TCO Connector

En octobre 2025, nous avons approuvé le projet TCO Connector sur le réseau de Columbia Gas. Ce projet est conçu dans le but d'offrir une capacité d'environ 0,5 Gpi³/j visant à alimenter de nouvelles centrales électriques alimentées au gaz naturel en vue de soutenir la croissance prévue de la production d'électricité, y compris la croissance attendue des centres de données connectés à notre réseau. La mise en service de ce projet est prévue pour 2030 et le coût du projet est estimé à environ 0,3 milliard de dollars US.

Projets VR et WR

En novembre 2025, les projets VR et WR ont été mis en service. Le projet VR dote le réseau d'une capacité supplémentaire à partir de Greensville County, en Virginie, jusqu'aux points de livraison à Norfolk, en Virginie, et son coût total s'élève à environ 0,5 milliard de dollars US. Le projet WR fournit une capacité à partir du réseau principal vers plusieurs points de livraison de notre réseau d'ANR au Wisconsin, et son coût total s'élève à environ 0,7 milliard de dollars US.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2025	2024	2023
Columbia Gas ¹	1 803	1 600	1 530
ANR	651	642	650
Columbia Gulf ¹	235	235	208
Great Lakes	191	204	183
GTN	263	188	202
PNGTS ^{1,2}	—	66	104
Autres gazoducs aux États-Unis ³	363	359	371
BAIIA comparable	3 506	3 294	3 248
Amortissement	(743)	(697)	(692)
BAIL comparable	2 763	2 597	2 556
Incidence du change	1 106	959	895
BAIL comparable (en dollars CA)	3 869	3 556	3 451
Postes particuliers :			
Gain sur la vente de PNGTS	—	572	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	38	—
Activités de gestion des risques	58	(113)	80
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	3 927	4 053	3 531

1 Comprend des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

2 La vente de PNGTS a été menée à terme en août 2024.

3 Comprennent le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), dans North Baja, dans Gillis Access, dans Tuscarora, dans Bison et dans Crossroads, ainsi que notre quote-part du bénéfice provenant de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage et de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs – États-Unis.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis en 2025 a été inférieur de 126 millions de dollars à celui de 2024, et celui de 2024 a été supérieur de 522 millions de dollars à celui de 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars sur la vente de PNGTS finalisée en août 2024;
- un gain avant impôts de 38 millions de dollars sur la vente d'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- des gains latents et des pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar US en 2025 et en 2024 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats de Columbia Gas et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage de gaz naturel et des ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités, les volumes et les produits liés au transport par pipeline et au stockage de gaz naturel sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis en 2025 a été supérieur de 212 millions de dollars US à celui de 2024, principalement en raison de l'effet net des facteurs suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} avril 2025 conformément au règlement de Columbia Gas. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - États-Unis » pour un complément d'information;
- le résultat supplémentaire tiré des projets mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à GTN;
- le résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- la diminution du résultat par suite de la vente de notre participation de 61,7 % dans PNGTS finalisée en août 2024;
- la baisse de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois et de Millennium;
- la diminution du bénéfice attribuable aux charges d'exploitation plus élevées, ce qui reflète l'utilisation du réseau ainsi que les projets mis en service dans l'ensemble de notre empreinte.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis en 2024 a été supérieur de 46 millions de dollars US à celui de 2023, principalement en raison de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire tiré des projets de croissance et de modernisation mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à ANR et à Great Lakes;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant de Northern Border;
- la diminution du bénéfice attribuable aux charges d'exploitation plus élevées, qui reflètent l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte;
- la diminution du résultat par suite de la vente de notre participation de 61,7 % dans PNGTS finalisée en août 2024;
- la diminution du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges moins élevées;
- le résultat inférieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux attribuable aux prix moins élevés des produits de base.

Amortissement

L'amortissement en 2025 a augmenté de 46 millions de dollars US par rapport à celui de 2024, et celui de 2024 a augmenté de 5 millions de dollars US par rapport à celui de 2023. La hausse de l'amortissement est attribuable surtout aux nouveaux projets mis en service et aux changements apportés aux taux d'amortissement par suite du règlement visant Columbia Gas, contrebalancés en partie par l'incidence de la vente de PNGTS en 2024.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Nos gazoducs aux États-Unis font pour la plupart l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. Notre capacité de fidéliser notre clientèle et de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions générales ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le BAIIA comparable subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, qui peuvent être touchés par l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions réglementaires, de même que par le risque de crédit lié aux contreparties.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis en 2026 devrait être supérieur à celui de 2025, en raison surtout de la mise en service pour un exercice complet des projets East Lateral XPress, Ventura XPress, VR and WR, ainsi que de l'application sur un exercice complet des tarifs accrus de Columbia Gas par suite du règlement visant Columbia Gas. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons qu'en 2026, nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2025. Nous nous attendons cependant à ce que ces résultats positifs soient en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation reflétant l'utilisation accrue soutenue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte et par la hausse prévue des impôts fonciers qui découlera de la mise en service de divers projets d'investissement.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations totalisant 2,4 milliards de dollars US en 2025 à l'égard de nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer une somme d'environ 2,4 milliards de dollars US en 2026, essentiellement à l'égard des projets d'expansion de Columbia Gas et d'ANR et du projet d'expansion Gillis Access, ainsi que sous forme de dépenses d'investissement de maintien visant Columbia Gas et ANR dont le recouvrement, majoré d'un rendement, devrait être reflété dans les droits futurs. Nous prévoyons que les dépenses en immobilisations nettes se chiffreront à environ 2,0 milliards de dollars US en 2026, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables à la participation sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant du mazout et du diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières, et le besoin persiste. Tous les contrats à long terme actuels visant nos gazoducs, qui sont principalement libellés en dollars US, ont principalement été conclus avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique. Ces contrats sont à taux fixes et prévoient le recouvrement des coûts afférents à la prestation des services, nous procurent un rendement sur le capital investi et assurent le recouvrement de ce capital. En tant qu'entreprise aménageant et exploitant des gazoducs, nous sommes généralement exposés à un risque en ce qui a trait aux coûts d'exploitation et de construction. Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés par les organismes de réglementation compétents à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc.

FAITS MARQUANTS

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

Le gazoduc Southeast Gateway a été mis en service et nous avons commencé à percevoir des droits en mai 2025. En juillet 2025, la CNE, nouvellement constituée, a approuvé nos tarifs réglementés requis pour fournir des services aux futurs utilisateurs potentiels des services interruptibles du gazoduc Southeast Gateway autres que la CFE.

En 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % dans celle-ci. La participation de la CFE dans TGNH devrait atteindre un maximum de 15 %, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2025	2024	2023
TGNH ^{1,2}	625	231	232
Sur de Texas ³	79	220	75
Topolobampo	154	156	157
Guadalajara	57	56	61
Mazatlán	66	67	71
BAIIA comparable	981	730	596
Amortissement	(69)	(67)	(66)
BAII comparable	912	663	530
Incidence du change	357	244	186
BAII comparable (en dollars CA)	1 269	907	716
Poste particulier :			
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique ²	(83)	22	80
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	1 186	929	796

1 Comprend des tronçons en exploitation des gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes, Tula et Southeast Gateway.

2 Comprend des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

3 Représente notre quote-part du bénéfice provenant de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique en 2025 a été supérieur de 257 millions de dollars à celui de 2024, et celui de 2024 a été supérieur de 133 millions de dollars à celui de 2023, ce qui comprend une charge de 83 millions de dollars en 2025 (recouvrement de 22 millions de dollars en 2024; recouvrement de 80 millions de dollars en 2023) liée à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US en 2025 et en 2024 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique en 2025 a été supérieur de 251 millions de dollars US à celui de 2024 par suite principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat de TGNH attribuable à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement imputable à l'effet du change à la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain et à la charge d'impôts plus élevée en raison surtout de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique en 2024 a été supérieur de 134 millions de dollars US à celui de 2023, en raison principalement des éléments suivants :

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement imputable à l'effet du change à la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du fléchissement du peso mexicain et à la charge d'impôts moins élevée en raison surtout de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes conformément au contrat de transport et des coûts d'exploitation plus élevés.

Amortissement

L'amortissement est demeuré généralement stable entre 2025 et 2024 ainsi qu'entre 2024 et 2023. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service ont été sortis des immobilisations corporelles pour être pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » de notre bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'ayant été comptabilisée.

Résultats de Sur de Texas

Les résultats de Sur de Texas reflètent notre quote-part du bénéfice provenant de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer l'exposition au risque de change de Sur de Texas, et l'incidence de ces dérivés est comptabilisée au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le tableau ci-dessous présente notre quote-part du bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation et l'incidence des fluctuations des taux de change du peso mexicain par rapport au dollar US sur notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas .

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2025	2024	2023
Bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation avant l'incidence du change	136	137	137
Incidence du change prise en compte dans le bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation	(57)	83	(62)
BAIIA comparable – Sur de Texas	79	220	75

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique reflète les contrats de transport à long terme stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services; il inclut la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas. Étant donné la nature à long terme des contrats de transport sous-jacents à nos activités, le BAIIA comparable reste sensiblement le même d'un exercice à l'autre, sauf lorsque de nouveaux actifs sont mis en service. Le BAIIA comparable de 2026 devrait être supérieur à celui de 2025 grâce au projet Southeast Gateway, achevé au deuxième trimestre de 2025.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 0,2 milliard de dollars US en 2025, principalement à l'égard de la construction du gazoduc Southeast Gateway et des dépenses d'investissement de maintien. Nous prévoyons consacrer environ 0,2 milliard de dollars US à l'achèvement de projets de construction de gazoducs au Mexique en 2026.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 98 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Volumes de production des bassins d'approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement du réseau de NGTL et de nos gazoducs en aval. Le réseau de Columbia Gas et ses raccordements dépendent en grande partie de l'approvisionnement venant des Appalaches. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production de gaz naturel et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Les gazoducs se livrent cependant concurrence pour se raccorder aux grands bassins gaziers. Une diminution globale de la production ou l'intensification de la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait réduire le débit de nos gazoducs reliés et, en conséquence, avoir une incidence négative sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC et les Appalaches constituent deux des bassins les plus productifs et les plus concurrentiels d'Amérique du Nord sur le plan des coûts et qu'ils renferment des réserves de gaz naturel considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel et de ses liquides, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs et les usines de traitement du gaz, la demande à l'intérieur des bassins, les changements apportés aux politiques et à la réglementation et la valeur globale des réserves, y compris les liquides qu'elles contiennent.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. De nouvelles zones d'approvisionnement, situées plus près des marchés traditionnels, sont mises en valeur, ce qui pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. Les nouveaux marchés, notamment ceux qui sont liés aux installations d'exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l'intensification de l'utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l'évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir au marché des services de transport concurrentiels. Dans le cadre de notre planification stratégique annuelle, nous évaluons la résilience de notre portefeuille d'actifs selon une fourchette de niveaux possibles de l'offre et de la demande d'énergie.

Concurrence à l'égard de nouveaux projets d'expansion des gazoducs

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinières qui cherchent à investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou leur rendement financier global pourrait être moins attrayant. Les nouvelles infrastructures d'énergie renouvelable sont appelées à répondre à une portion croissante des besoins énergétiques futurs, y compris dans le secteur de la production d'électricité. Néanmoins, même selon les prévisions les plus optimistes à l'égard de ces nouvelles installations, on prévoit toujours que la demande globale de gaz naturel augmentera dans l'ensemble des secteurs, y compris les exportations de GNL. La fiabilité de l'approvisionnement en gaz naturel est un facteur important du succès de l'adoption généralisée des énergies renouvelables, dont la production est plus intermittente.

Demande de capacité pipelinière

En dernière analyse, c'est la demande de capacité pipelinière qui conditionne la vente de services de transport par gazoduc. La demande est fonction de la concurrence entre les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage, des mesures d'économie d'énergie et de la demande de combustibles de remplacement de même que du prix des sources d'énergie nouvelles. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger des droits concurrentiels sont liés à la demande globale de services de transport. Toute diminution de la demande à cet égard pourrait influencer à la négative sur nos produits, quoique l'utilisation de la capacité de nos gazoducs s'accroît sans cesse et justifie de nouveaux investissements et de nouveaux projets d'expansion.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures de transport du gaz naturel par gazoducs. Des perturbations de la chaîne d'approvisionnement en énergie pourraient entraîner une volatilité des prix et un recul des prix du gaz naturel susceptibles d'influer sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation et d'autres instances gouvernementales et l'évolution de leurs politiques, notamment des changements apportés à la réglementation, peuvent avoir une incidence sur l'approbation, le calendrier, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer défavorablement sur les coûts de construction, les dates de mise en service, les produits prévus et les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être retardé ou aboutir à une décision défavorable en raison de l'évolution de l'opinion publique et des politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière. L'éventuelle contestation devant un tribunal de décisions réglementaires pourrait entraîner de nouveaux dépassements de coûts et de nouveaux retards sur le calendrier.

Des examens plus minutieux des méthodes de construction et d'exploitation par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi peuvent retarder la construction, faire augmenter les coûts d'exploitation ou exiger des dépenses d'investissement additionnelles. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts ou la réduction du caractère concurrentiel des tarifs facturés aux clients peuvent nuire au bénéfice.

Nous gérons constamment ces risques en nous tenant au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de législation et de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs et en veillant à ce que les demandes relatives aux droits, aux installations et aux tarifs tiennent compte de ces risques et les réduisent dans la mesure du possible.

Risque gouvernemental

Les revirements des politiques ou les changements à la tête du gouvernement peuvent influencer sur nos activités. Les processus réglementaires toujours plus complexes, l'obligation de procéder à des consultations plus vastes, le resserrement des politiques en matière d'émission et de tarification du carbone et les changements apportés à la réglementation environnementale peuvent également influencer sur nos activités et nos occasions de croissance. Nous sommes déterminés à collaborer avec toutes les instances gouvernementales pour faire en sorte que les avantages et les risques de nos activités soient compris et que des stratégies d'atténuation adéquates soient mises en application.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines permettant d'assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. Toute interruption des activités pipelinières ayant une incidence sur la capacité d'expédition risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à la réputation de l'entreprise ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous surveillons constamment nos réseaux de gazoducs, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude, et l'entretien de l'équipement de compression fait l'objet de programmes de fiabilité et d'intégrité rigoureux qui en assurent l'exploitation sécuritaire et fiable.

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur Énergie et solutions énergétiques regroupe des actifs de production d'électricité, des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés ainsi que des technologies émergentes qui offrent des solutions à plus faibles émissions de carbone pour nos clients et le secteur d'activité.

Les activités du secteur Énergie et solutions énergétiques représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 4 650 MW au moyen de solutions nucléaires, solaires, éoliennes ou alimentées au gaz naturel. Ces actifs de production d'électricité sont pour la plupart visés par des contrats à long terme. Nos infrastructures énergétiques canadiennes sont situées en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, tandis que nos infrastructures énergétiques américaines sont situées au Texas. De plus, nous avons des CAE visant environ 400 MW au Canada et visant environ 350 MW aux États-Unis auprès de centrales éoliennes et solaires.

Par ailleurs, nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta.

Stratégie

Notre stratégie consiste à maximiser la valeur de notre portefeuille existant en maintenant la sécurité et l'excellence opérationnelle, tout en améliorant la durée de vie et la fiabilité de nos actifs ainsi qu'en accroissant les marges bénéficiaires grâce aux efficacités de coûts et à l'augmentation des produits. Nos activités sont fondées sur la production d'énergie nucléaire et conçues de manière à permettre une croissance évolutive à faibles risques qui s'adapte à l'évolution des besoins énergétiques. En mettant à contribution notre expertise en matière de gaz naturel et d'électricité, nous dégageons une valeur additionnelle grâce à la commercialisation et à l'optimisation des réseaux, tout en maximisant la disponibilité de nos centrales de cogénération. Nous pensons qu'à long terme, à mesure qu'évolueront les sources d'énergie, le besoin d'un approvisionnement fiable se fera grandissant. Nous visons à jouer un rôle important dans la décarbonation des sources énergétique et nous continuerons de développer nos compétences et nos capacités à l'égard des nouvelles technologies et des nouveaux marchés dont le cadre commercial est conforme à la proposition de valeur de TC Énergie, soit une croissance solide à faibles risques et une performance reproductible.

Faits récents

- Bruce Power a effectué les arrêts prévus des réacteurs 2 et 5 en 2025.
- Le 2 avril 2025, Bruce Power a reçu la confirmation par la SIERE de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Installations énergétiques au Canada

Production et commercialisation d'énergie au Canada

Nous détenons et exploitons des centrales de production d'électricité totalisant une capacité d'environ 1 200 MW au Canada ou des droits sur ces centrales, sans compter notre investissement dans Bruce Power. En Alberta, nous détenons cinq centrales : quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et une centrale d'énergie solaire. Nous maximisons les produits au moyen de l'exécution disciplinée d'une stratégie d'exploitation. Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser les résultats. Pour réduire le risque lié aux prix des produits de base relativement à l'électricité non liée à des contrats, nous vendons une partie de notre production sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables, le reste étant conservé pour être vendu sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. L'objectif de cette stratégie est de nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et de pouvoir saisir les occasions d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 580 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. De ce fait, Bruce Power ne supporte aucun risque lié au combustible irradié. Nous détenons une participation de 48,3 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varieront surtout en raison de la mise à l'arrêt des réacteurs pour permettre la réalisation du programme de RCP ainsi que de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus.

Aux termes d'une entente à long terme conclue avec la SIERE, Bruce Power effectue une série d'investissements en vue de prolonger la durée de vie utile de ses installations jusqu'en 2064. Cette entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site. Selon les modalités de l'entente modifiée, qui a pris effet en 2016, Bruce Power a commencé à investir dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément aux programmes de remise à neuf à long terme, désignés sous le nom de programme de gestion d'actifs. Les investissements dans le programme de gestion d'actifs doivent se traduire par un prolongement à court terme de la durée de vie utile des six réacteurs visés jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. Le programme de gestion d'actifs comprend pour sa part la remise à neuf ou le remplacement ponctuels des systèmes, structures ou composantes qui n'entrent pas dans le champ d'intervention du programme de RCP, axé sur le remplacement effectif de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs. Le programme de RCP vise à prolonger d'au moins 35 ans la durée de vie utile de chacun des six réacteurs.

Le programme de RCP du réacteur 6, premier volet du programme d'allongement du cycle de vie de six réacteurs, a pris fin au troisième trimestre de 2023. Les programmes de RCP des réacteurs 3 et 4, soit le deuxième et le troisième volets du programme de RCP, ont commencé aux premiers trimestres de 2023 et de 2025 et devraient se terminer en 2026 et en 2028, respectivement. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5 a été confirmée par la SIERE le 2 avril 2025. Le programme de RCP du réacteur 5 devrait commencer au quatrième trimestre de 2026, en vue d'une remise en service vers le début de 2030. Les investissements dans les programmes de RCP des deux autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

En parallèle avec le programme de RCP, le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production (capacité) de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre de la province d'Ontario. Le projet 2030 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la capacité du site. Le projet 2030 est mis en œuvre en trois phases, les deux premières phases et la phase 3a étant déjà intégralement approuvées. Le programme, d'une capacité initiale de 6 430 MW, a commencé en 2019 et s'est achevé en 2025 avec environ 6 580 MW, soit un gain net d'environ 150 MW. Une fois les phases 1, 2 et 3a achevées, le site devrait atteindre 6 840 MW. Les trois phases sont mises en œuvre parallèlement au programme de RCP.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power reçoit pour l'ensemble de ses réacteurs un prix contractuel uniforme qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE demande une réduction de la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

Le prix contractuel peut être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes de gestion d'actifs et de RCP. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficacités de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Au 31 décembre 2025, aucune provision n'avait été constituée au titre des efficacités opérationnelles pour la période allant de 2025 à 2027, et aucune efficacité opérationnelle au chapitre des coûts n'a été réalisée pour la période allant de 2019 à 2024.

Bruce Power est un fournisseur mondial de cobalt-60, un isotope médical utilisé dans la stérilisation de matériel médical et pour traiter certains types de cancer. Le cobalt-60 est produit pendant la production d'électricité de Bruce Power et récolté, pendant certaines interruptions de service prévues pour entretien, à des fins médicales pour le traitement des tumeurs du cerveau et du cancer du sein. De plus, Bruce Power récolte du lutétium-177, un isotope médical utilisé dans le traitement du cancer de la prostate et des tumeurs neuroendocrines. Le lutétium-177 est produit et récolté lorsque Bruce Power produit de l'électricité. La production de cet isotope comprend un partenariat avec la Nation ojibway de Saugeen, dont le territoire traditionnel est celui où se trouvent les installations de Bruce Power. En outre, Bruce Power s'est engagée à construire un ensemble de cellules chaudes dans le comté de Bruce afin de rationaliser la chaîne d'approvisionnement du lutétium-177 de courte durée et de veiller à ce qu'il parvienne rapidement aux patients atteints du cancer dans le monde entier.

Conventions d'achat d'électricité

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne et solaire d'environ 400 MW en Alberta et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires en offrant des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Installations énergétiques aux États-Unis

Production et commercialisation d'énergie

Notre production d'énergie éolienne s'établit à environ 300 MW et se situe au Texas. Ces activités sont concentrées dans les marchés du Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) et du Southwest Power Pool (SPP). Une partie de cette production d'énergie est vendue aux termes d'un contrat à prix fixe à long terme.

Notre entreprise de négociation et de commercialisation de l'énergie et des émissions aux États-Unis optimise la valeur de nos actifs et met à profit divers produits physiques et financiers sur les marchés de l'énergie et de l'environnement, tout en portant une attention particulière à la gestion des risques.

Conventions d'achat d'électricité

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne d'environ 350 MW aux États-Unis et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires en offrant des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Autres solutions énergétiques

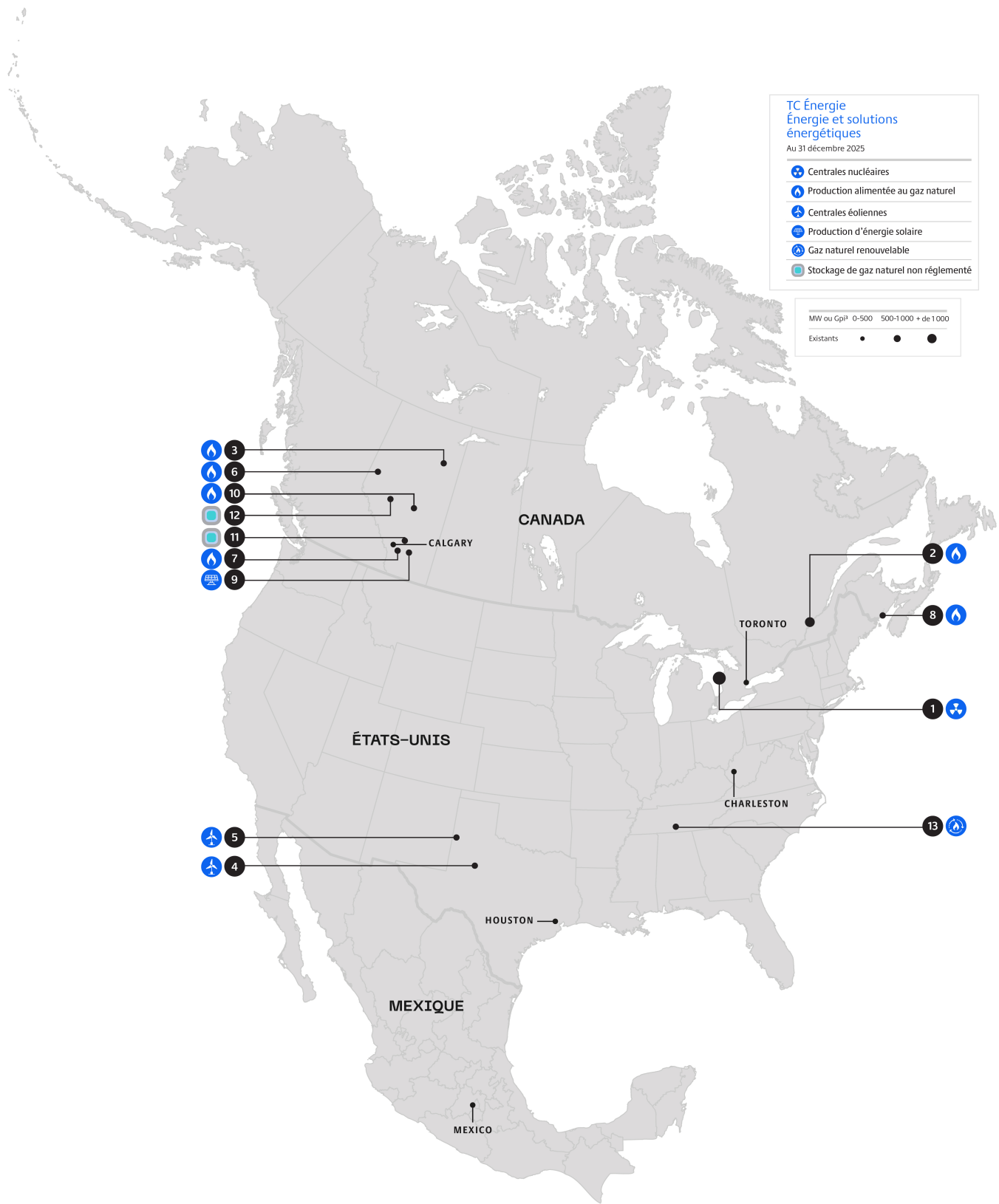
Stockage de gaz naturel au Canada

Le secteur canadien du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, tout en ajoutant de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel nous permettent également, ainsi qu'à nos clients, de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Notre secteur du stockage de gaz naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz naturel pour ces transactions.

La capacité de production d'électricité combinée des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques s'élève à 4 652 MW (quote-part nette revenant à TC Énergie). Nous sommes l'exploitant de chacune des installations, à l'exception de Bruce Power.



	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Actifs de production d'énergie					
1	Bruce Power ¹	3 180	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
2	Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. La production d'électricité est suspendue depuis 2008, mais nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant cette suspension.	100 %
3	Mackay River	207	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Fluvanna ²	155	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Scurry County, au Texas.	100 %
5	Blue Cloud ²	148	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Bailey County, au Texas.	100 %
6	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
7	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
8	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick.	100 %
9	Centrale solaire de Saddlebrook	81	énergie solaire	Centrale hybride de production d'énergie solaire située près d'Aldersyde, en Alberta.	100 %
10	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada					
11	Crossfield	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
12	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction					
Autres solutions énergétiques					
13	Lynchburg		GNR	Installation de production de GNR située à Lynchburg, au Tennessee	30 %

1 Notre quote-part de la capacité de production.

2 TC Énergie détient la totalité des participations de catégorie B et un investisseur en avantages fiscaux détient la totalité des participations de catégorie A, auquel un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux.

FAITS MARQUANTS

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

Le 2 avril 2025, Bruce Power a reçu la confirmation par la SIERE de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5. Le RCP du réacteur 5 devrait commencer au quatrième trimestre de 2026, en vue d'une remise en service vers le début de 2030.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Bruce Power ¹	733	890	680
Installations énergétiques au Canada	181	273	334
Stockage de gaz naturel et autres ²	94	51	6
BAIIA comparable	1 008	1 214	1 020
Amortissement	(113)	(101)	(92)
BAIL comparable	895	1 113	928
Postes particuliers :			
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	(110)	(36)	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	30	8	7
Activités de gestion des risques	(42)	17	69
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	773	1 102	1 004

1 Comprend notre quote-part du bénéfice tiré de Bruce Power.

2 Comprend nos participations sans contrôle dans des parcs éoliens au Texas, qui englobent des participations de catégorie A. Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 329 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 et augmenté de 98 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars en 2025 (36 millions de dollars en 2024) au titre de certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre l'aménagement ainsi que de la mise à jour des hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs au départ à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a reculé de 206 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des apports de Bruce Power du fait du recul de la production attribuable surtout au programme de RCP du réacteur 4 et de l'augmentation des coûts d'exploitation, facteurs en partie contrés par le prix contractuel plus élevé. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- les résultats moindres des installations énergétiques au Canada essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés;
- l'augmentation au titre des installations de stockage de gaz naturel et des autres apports reflétant la baisse des coûts liés aux activités d'expansion des affaires, contrebalancée en partie par le rétrécissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta au premier trimestre de 2025 et la diminution de l'apport de nos activités de commercialisation aux États-Unis.

En 2024, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 194 millions de dollars à celui de 2023. Cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les apports à la hausse de Bruce Power en raison surtout de la production accrue découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation en 2024 ainsi que du prix contractuel plus élevé, en partie contrés par la hausse des charges d'exploitation et de la charge d'amortissement. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres, attribuable surtout à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et à l'apport plus important de nos activités de commercialisation aux États-Unis, contrebalancés en partie par l'augmentation des coûts liés aux activités d'expansion des affaires en 2024;
- les résultats financiers inférieurs des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des prix de l'électricité réalisés, compensée en partie par la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 12 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 après la mise en œuvre de projets de maintenance et il a augmenté de 9 millions de dollars en 2024 comparativement à 2023, en raison surtout de l'acquisition des parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)			
	2025	2024	2023
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAIL comparable :			
Produits ¹	2 112	2 242	1 941
Charges d'exploitation	(1 000)	(984)	(917)
Amortissement et autres	(379)	(368)	(344)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	733	890	680
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	91 %	92 %	92 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	152	160	106
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	44	32	62
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	19 126	22 209	20 447
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	109 \$	100 \$	94 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE, le cas échéant.

2 Ces données représentent notre participation de 48,3 % dans Bruce Power et les coûts internes engagés pour soutenir cet investissement. Ces données ne tiennent pas compte des gains latents et pertes latentes sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et des activités de gestion des risques.

3 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP.

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée, selon le cas.

6 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes latents liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Les travaux d'entretien prévus en 2025 ont été achevés au premier trimestre en ce qui a trait à réacteur 5 et au quatrième trimestre en ce qui a trait à réacteur 2. Les travaux d'entretien des réacteurs 5 à 8 prévus en 2024 ont été achevés au deuxième trimestre. Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4 a été mené à bien au deuxième trimestre de 2023 et celui du réacteur 8 a été réalisé au cours du quatrième trimestre de 2023.

Le 31 janvier 2025, le réacteur 4 a été mis hors service et son programme de RCP a débuté. Sa remise en service est attendue pour 2028.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques pour 2026 devrait être plus élevé que celui de 2025 du fait surtout de la quote-part accrue du bénéfice de Bruce Power en raison de la remise en service attendue du réacteur 3 au début du troisième trimestre de 2026 après son arrêt d'exploitation au titre du RCP, de la hausse des prix contractuels et de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus non liés au programme de RCP. Ces facteurs favorables devraient être contrebalancés en partie par le commencement de l'arrêt d'exploitation du réacteur 5 au titre du RCP au quatrième trimestre de 2026. L'apport des installations énergétiques au Canada devrait reculer en raison de la diminution de la production et de la hausse des prix du gaz naturel, contrebalancées en partie par l'augmentation des prix de l'électricité en Alberta. Le résultat des installations de stockage de gaz naturel et autres devrait être semblable à celui de 2025.

Des travaux d'entretien à Bruce Power sont prévus en 2026 et ils visent le réacteur 8 au premier trimestre et le réacteur 1 au troisième trimestre. Exclusion faite des programmes de RCP des réacteurs 3, 4 et 5, la capacité disponible moyenne en 2026 devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 %.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 0,9 milliard de dollars en 2025, principalement à l'égard de notre quote-part du programme de RCP des réacteurs 3 et 4 à Bruce Power et des programmes de gestion d'actifs, de même que des projets d'investissement de maintien dans tout le secteur. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations semblables en 2026, soit d'environ 1,0 milliard de dollars, principalement à l'égard de notre quote-part des programmes de RCP des réacteurs 4 et 5 de Bruce Power et des programmes de gestion d'actifs.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont propres à notre secteur Énergie et solutions énergétiques. Se reporter à la page 98 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, ainsi que pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production physique d'électricité de nos installations énergétiques et de leur consommation de carburant est exposée à la volatilité des prix des produits de base. Ce risque est atténué par les contrats à long terme et les activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix alors en vigueur sur le marché.

Nos deux centrales alimentées au gaz naturel dans l'est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et aucune n'est exposée de manière significative à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. Comme les contrats visant ces actifs ont une échéance, nous ne savons pas si nous serons en mesure de les renouveler selon des modalités semblables, et il se pourrait que nos actifs soient exposés aux fluctuations des prix des produits de base.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Capacité disponible des centrales

L'exploitation de nos centrales de manière à offrir des services de façon sécuritaire et fiable de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible sont essentiels au succès continu des activités du secteur Énergie et solutions énergétiques. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien ainsi qu'une baisse de la production des centrales, un recul des produits et une réduction des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Réglementation

Nous exerçons nos activités au Canada et aux États-Unis sur des marchés réglementé et déréglementé. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, provinciaux et des États applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché ou des caractéristiques du marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, des coûts relatifs aux émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui pourraient avoir des incidences négatives sur les prix de l'électricité. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conformité

Des règles de marché, des règlements et des normes d'exploitation régissent nos installations énergétiques et varient selon le territoire où celles-ci sont implantées. Nos activités de négociation et de commercialisation peuvent être soumises à une concurrence et à des règles de conduite équitables de même qu'à des règles particulières qui s'appliquent aux transactions physiques et financières effectuées sur les marchés déréglementés. De même, les activités de maintenance, la disponibilité des générateurs et la livraison de l'électricité et des produits connexes de nos centrales peuvent être assujetties à des normes opérationnelles et techniques particulières. Bien que nous déployions des efforts considérables pour nous conformer à toutes les exigences légales applicables, il se produit parfois des situations entraînant un risque lié à la conformité telles que des difficultés opérationnelles imprévues, un manque de clarté des règles à suivre et l'application ambiguë et imprévisible des exigences par les organismes de réglementation et les autorités de surveillance du marché. Le non-respect réputé de ces exigences pourrait entraîner l'obligation de prendre des mesures d'atténuation, l'imposition de peines pécuniaires, la limitation de nos activités d'exploitation, voire des poursuites.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou de la météo, y compris les effets possibles des changements climatiques, est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la disponibilité et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité, en plus de limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations des conditions météorologiques saisonnières ou de la température peuvent avoir des conséquences sur l'efficacité et la production de nos centrales alimentées au gaz naturel.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces ou des raccords de transmission régionaux. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité au Canada et aux États-Unis ainsi qu'à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. De nouveaux acteurs, traditionnels ou non, se joignent à l'économie florissante de l'énergie à plus faibles émissions de carbone en Amérique du Nord, et nous devons donc affronter leur concurrence dans le domaine de la mise au point de solutions énergétiques à plus faibles émissions de carbone.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Nous contractons d'importants engagements en capital aux fins de l'aménagement d'infrastructures de production d'électricité, en présumant que ces actifs produiront un rendement intéressant sur le capital investi. Même si nous évaluons minutieusement l'ampleur et le coût prévu de nos projets d'investissement, nous sommes exposés au risque d'exécution et au risque de dépassement des coûts en capital, lesquels peuvent avoir une incidence sur le rendement que nous tirons de ces projets. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre une gouvernance de projets et des processus de surveillance exhaustifs et nous structurons les contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction avec des contreparties de bonne réputation.

Siège social

FAITS MARQUANTS

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2018, des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») ont intenté un recours collectif relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements. La part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts a été estimée à 350 millions de dollars US, majorés des intérêts postérieurs à la décision. TC Énergie a fait appel de la décision auprès de la Cour suprême du Delaware et, le 17 juin 2025, la Cour suprême a rendu une décision qui a renversé le verdict de responsabilité du tribunal à l'encontre de TC Énergie. Le 10 juillet 2025, le tribunal a entériné la décision définitive, invalidant son jugement précédent et rejetant les demandes des plaignants à l'encontre de TC Énergie. Par conséquent, l'affaire s'est conclue en faveur de TC Énergie, sans obligations. Il n'existe aucun autre droit de faire appel.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
BAIIA comparable	(14)	(63)	(73)
Amortissement	—	(5)	(6)
BAII comparable	(14)	(68)	(79)
Postes particuliers :			
Règlement avec un tiers	—	(34)	—
Coûts liés au projet Focus	—	(24)	(65)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	(10)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(14)	(136)	(144)

En 2025, la perte sectorielle du secteur Siège social s'est élevée à 14 millions de dollars, comparativement à 136 millions de dollars et à 144 millions de dollars en 2024 et en 2023, respectivement, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge avant impôts de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) en 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 24 millions de dollars comptabilisée en 2024 (65 millions de dollars en 2023) se rapportant aux coûts liés au projet Focus;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars en 2024 au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social comprend des coûts partagés en 2024 et en 2023 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées conformément aux PCGR des États-Unis.

Amortissement

L'amortissement en 2024 et en 2023 comprend l'amortissement relatif aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées, conformément aux PCGR des États-Unis.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(816)	(856)	(895)
Libellés en dollars US	(1 716)	(1 855)	(1 692)
Incidence du change	(683)	(685)	(592)
	(3 215)	(3 396)	(3 179)
Autres intérêts et charge d'amortissement	(204)	(147)	(261)
Intérêts capitalisés	10	191	187
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	176	287
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 409)	(3 176)	(2 966)
Postes particuliers :			
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt	—	228	—
Activités de gestion des risques	2	(71)	—
Intérêts débiteurs	(3 407)	(3 019)	(2 966)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 388 millions de dollars en 2025 par rapport à ceux de 2024 et de 53 millions de dollars en 2024 par rapport à ceux de 2023. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable :

- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars comptabilisé relativement à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au retrait de billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024;
- les gains et les pertes latents sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de taux d'intérêt. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2025 ont été supérieurs de 233 millions de dollars à ceux de 2024, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024;
- l'absence d'intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées en 2025;
- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme, y compris les intérêts débiteurs moindres à la suite des offres publiques d'achat en trésorerie de TCPL au quatrième trimestre de 2024;
- l'augmentation des emprunts à court terme.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2024 ont été supérieurs de 210 millions de dollars à ceux de 2023, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- les intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées pour une période de neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la diminution des emprunts à court terme.

Il y a lieu de se reporter à la section « Situation financière » pour un complément d'information.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Libellée en dollars CA	51	34	102
Libellée en dollars US	284	546	350
Incidence du change	118	204	123
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	453	784	575

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 331 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique principalement par les projets d'expansion du réseau de NGTL. La baisse de la provision libellée en dollars US a découlé avant tout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et de la suspension de la comptabilisation de la provision liée au tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes au premier trimestre de 2025, à la suite de retards persistants dans la construction du projet en attendant la résolution de questions relatives aux parties prenantes, ce qui a été neutralisé en partie par les dépenses en immobilisations engagées à l'égard de nos projets de gazoducs aux États-Unis.

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 209 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par la mise en service de projets d'expansion du réseau de NGTL en 2024. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable aux dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway et les projets de gazoducs aux États-Unis en 2024, contrebalancées en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction en raison du retard dans l'obtention d'une décision d'investissement finale ainsi que par la mise en service du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes en août 2023.

Gains (pertes) de change, montant net

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	96	(85)	118
Postes particuliers :			
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	(149)	204	(44)
Activités de gestion des risques	210	(266)	246
Gains (pertes) de change, montant net	157	(147)	320

1 Comprennent des participations sans contrôle. Se reporter à la section « (Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Les gains (pertes) de change, montant net ont varié de 304 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 et de 467 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. Les postes particuliers suivants sont exclus de notre calcul des gains (des pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable :

- les gains et les pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH depuis le deuxième trimestre de 2023;
- les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Les gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable ont varié de 181 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024. La variation découle principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les activités de gestion des risques menées afin de gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change inscrites en 2025 comparativement aux gains de change inscrits en 2024 à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- un gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

Les gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable ont varié de 203 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. La variation découle principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les activités de gestion des risques menées afin de gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US;
- les gains de change inscrits en 2024 comparativement aux pertes de change inscrites en 2023 à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- un gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Libellés en dollars CA	49	87	62
Libellés en dollars US	112	172	156
Incidence du change	44	65	54
Intérêts créditeurs et autres	205	324	272

Les intérêts créditeurs et autres ont reculé de 119 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme libellés en dollars canadiens et en dollars US;
- la hausse des provisions liées aux assurances;
- l'augmentation du revenu de placement et la variation de la juste valeur d'autres placements restreints.

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 52 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme libellés en dollars canadiens;
- la baisse des provisions liées aux assurances.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2025	2024	2023
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(1 112)	(772)	(890)
Postes particuliers :			
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	25	9	—
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(13)	10	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	24	(7)	(25)
Gain sur la vente de PNGTS	—	(116)	—
Réévaluation des soldes d'impôts reportés	—	(96)	—
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt	—	(50)	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	15	—
Règlement avec un tiers	—	8	—
Coûts liés au projet Focus	—	6	17
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	(32)	—
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	—	—	157
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(7)	(2)	(2)
Activités de gestion des risques	(55)	105	(99)
(Charge) recouvrement d'impôts	(1 138)	(922)	(842)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2025 a augmenté de 216 millions de dollars par rapport à celle de 2024, et celle de 2024 a augmenté de 80 millions de dollars par rapport à celle de 2023.

En plus de certaines des incidences fiscales qui se rapportent à des postes particuliers mentionnés ailleurs dans le présent rapport de gestion, (la charge) le recouvrement d'impôts sur le bénéfice comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul (de la charge) du recouvrement d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

2024

- Une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants à la suite de la scission.

2023

- Un recouvrement d'impôts de 157 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2025 a augmenté de 340 millions de dollars par rapport à celle de 2024, en raison surtout de l'exposition au change au Mexique et de la hausse des impôts sur le bénéfice transférables.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2024 a reculé de 118 millions de dollars par rapport à celle de 2023, en raison surtout de l'exposition au change au Mexique et de la baisse du bénéfice imposable, contrebalancées en partie par la diminution des écarts des taux d'imposition étrangers et la hausse des impôts sur le bénéfice transférables.

Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information sur notre exposition au risque de change au Mexique.

(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 31 décembre 2025	2025	2024	2023
Columbia Gas et Columbia Gulf ¹	40 %	(631)	(571)	(143)
TGNH ²	13,01 %	(50)	(48)	—
Parcs éoliens au Texas ³	100 %	38	29	38
PNGTS ⁴	néant	—	(30)	(41)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(643)	(620)	(146)
Postes particuliers :				
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés		60	(61)	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location		8	—	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(575)	(681)	(146)

- 1 En octobre 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners.
- 2 Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle détient une participation de 13,01 % dans celle-ci. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour un complément d'information.
- 3 Des investisseurs en avantages fiscaux détiennent 100 % des participations de catégorie A, auxquelles un pourcentage des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué. Nous détenons 100 % des participations de catégorie B.
- 4 La vente de PNGTS a été menée à terme en août 2024.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a reculé de 106 millions de dollars en 2025 en regard de 2024 et de 535 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du (bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable :

- la portion attribuable aux participations sans contrôle des gains et pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos contracté par TGNH auprès de TCPL;
- la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 23 millions de dollars en 2025 en regard de 2024. Cette augmentation découle surtout de la hausse du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf, de l'incidence nette de la hausse du BAIIA et de la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction de TGNH à la suite de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, de l'incidence sur un exercice complet de la vente d'une participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE au deuxième trimestre de 2024 et de l'incidence globale du change. Ces facteurs ont été contrés en partie par la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 474 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, principalement du fait de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 15 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 et de 11 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2025 ainsi que du rajustement du taux de dividendes et des conversions visant certaines séries d'actions privilégiées en 2025 et 2024. Se reporter à note 24 « Actions privilégiées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Incidence du change

Incidence du change liée aux activités libellées en dollars US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes « Amortissement », « Intérêts débiteurs » ou autres postes de l'état des résultats. Une partie de l'exposition restante est gérée activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2025, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Éléments des produits et charges libellés en dollars US, avant impôts - activités poursuivies

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2025	2024	2023
BAIIA comparable			
Gazoducs aux États-Unis	3 506	3 294	3 248
Gazoducs au Mexique	981	730	596
	4 487	4 024	3 844
Amortissement	(812)	(764)	(758)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 716)	(1 855)	(1 692)
Intérêts créditeurs et autres	112	172	156
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	125	189
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	284	546	350
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(466)	(481)	(156)
	1 889	1 767	1 933
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,40	1,37	1,35

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable, puisqu'une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs au secteur Gazoducs – Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, ce qui donne lieu à des gains et pertes de change qui sont pris en compte dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, dans les (gains) pertes de change, montant net, et dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé des résultats.

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent.

Les expositions qui précèdent sont gérées au moyen d'instruments dérivés de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste. L'incidence des dérivés portant sur le taux de change est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé des résultats. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Les taux de change en vigueur à la fin de la période, pour un dollar US converti en pesos mexicains, étaient les suivants :

31 décembre 2025	18,00
31 décembre 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91

Le tableau suivant résume l'incidence des gains et pertes de change transactionnels découlant des fluctuations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US et des dérivés connexes :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(80)	115	(83)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	140	(53)	224
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(89)	110	(133)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	7	(11)	—
	(22)	161	8

- 1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.
- 2 Représente la portion attribuable aux participations sans contrôle relative à TGNH. Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Sièges sociaux » pour un complément d'information.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers et menons des activités de gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement et pour gérer notre structure du capital et nos cotes de crédit. Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de l'incidence qu'a notre cote de crédit sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités dans notre notice annuelle accessible sur le site Web de Sedar+ (www.sedarplus.ca).

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants découlant des activités poursuivies, à l'accès aux marchés financiers, aux activités de gestion du portefeuille, aux coentreprises, au financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogeons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Plan financier

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 21 milliards de dollars destiné à des projets garantis ainsi que nos projets en cours d'aménagement, qui doivent faire l'objet des approbations de la société et des organismes de réglementation. Comme il est indiqué dans la présente rubrique portant sur la situation financière, notre programme d'investissement devrait être financé par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement pouvant inclure :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- des sorties d'actifs et la rotation du capital;
- le financement de projets;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

De plus, au besoin, nous pourrions aussi avoir recours à des options de financement additionnelles, notamment l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé dans le cadre de notre RRD et des émissions distinctes d'actions ordinaires.

Analyse du bilan – activités poursuivies

Au 31 décembre 2025, exclusion faite des activités abandonnées, notre actif à court terme s'élevait à 6,1 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 9,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,7 milliards de dollars, comparativement à 4,8 milliards de dollars au 31 décembre 2024. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 7,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 7,2 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,6 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, ainsi que les accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,3 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 31 décembre 2025;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,1 milliards de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 1,5 milliard de dollars restait inutilisée au 31 décembre 2025, déduction faite d'une somme de 0,6 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, la rotation du capital et notre RRD, si cela est jugé approprié.

Au 31 décembre 2025, notre actif total lié aux activités poursuivies se chiffrait à 118,6 milliards de dollars, comparativement à 117,9 milliards de dollars au 31 décembre 2024, ce qui reflète notre programme d'investissement pour 2025, nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et notre fonds de roulement, partiellement contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar US au 31 décembre 2025 par rapport au 31 décembre 2024 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2025, notre passif total lié aux activités poursuivies s'établissait à 81,7 milliards de dollars, comparativement à 79,6 milliards de dollars au 31 décembre 2024, en raison de l'incidence nette de la variation de la dette, du fonds de roulement et de l'affaiblissement du dollar US au 31 décembre 2025 par rapport au 31 décembre 2024 relativement à la conversion de nos passifs libellés en dollars US.

Structure du capital consolidé – activités poursuivies

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital relative aux activités poursuivies :

aux 31 décembre				
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	Pourcentage du total	2024	Pourcentage du total
Billets à payer	1 200	2 %	387	1 %
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	46 792	48 %	47 931	49 %
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(168)	—	(801)	(1 %)
	47 824	50 %	47 517	49 %
Billets subordonnés de rang inférieur	12 094	12 %	11 048	11 %
Actions privilégiées	2 255	2 %	2 499	3 %
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 040	26 %	25 093	26 %
Participations sans contrôle	9 604	10 %	10 768	11 %
	96 817	100 %	96 925	100 %

Les dispositions de divers actes de fiducie, accords de crédit et autres conventions conclus avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2025, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie^{1,2}

Les tableaux suivants résument nos flux de trésorerie consolidés :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 346	7 696	7 268
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 458)	(6 909)	(12 287)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 516)	(3 874)	8 093
	(628)	(3 087)	3 074
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(5)	210	(16)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(633)	(2 877)	3 058

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Comprennent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1,2}

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 346	7 696	7 268
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	503	(199)	(207)
Fonds provenant de l'exploitation	7 849	7 497	7 061
Postes particuliers :			
Règlement avec South Bow	147	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	—	185	40
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la vente de PNGTS et d'actifs secondaires	—	148	—
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	—	26	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	—	21	54
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	10	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	—	9	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	—	(3)	(14)
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles au titre des décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(3)	53
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles à la sortie d'une participation ³	—	—	736
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	—	—	14
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 996	7 890	7 980

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Comprennent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

3 Correspond à la charge d'impôts exigibles découlant de l'application d'un taux d'environ 24 % au gain fiscal sur la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et de Columbia Gulf, contrebalancée par un recouvrement d'impôts reportés d'un montant équivalent, ce qui s'est traduit par une incidence nette nulle sur la charge d'impôts.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 350 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu, ce qui a été partiellement contrebalancé par la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 428 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos unités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 106 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison principalement de la hausse du BAIIA comparable et des activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US, ce qui a été contré en partie par la diminution des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 90 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de la baisse du résultat comparable, contrée en partie par l'accroissement des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Dépenses d'investissement²			
Dépenses en immobilisations	(5 270)	(6 308)	(8 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(16)	(50)	(142)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 051)	(1 546)	(4 149)
	(6 337)	(7 904)	(12 298)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	549	23
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	791	33
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(307)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	250
Montants reportés et autres	(126)	(345)	12
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 458)	(6 909)	(12 287)

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs - Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation », et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2024 et 2025, passant de 6,9 milliards de dollars à 6,5 milliards de dollars, en raison essentiellement de la diminution des dépenses d'investissement en 2025, contrebalancée en partie par le produit de la vente d'actifs comptabilisé en 2024.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2023 et 2024, passant de 12,3 milliards de dollars à 6,9 milliards de dollars, en raison essentiellement de la diminution des dépenses d'investissement et de la baisse des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation se rapportant surtout à Coastal GasLink LP et partiellement en raison de la hausse du produit de la vente d'actifs et des distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Dépenses d'investissement¹

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteurs :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gazoducs – Canada	1 405	2 100	6 184
Gazoducs – États-Unis	3 457	2 575	2 660
Gazoducs – Mexique	522	2 228	2 292
Énergie et solutions énergétiques	922	824	1 080
Siège social	31	50	33
	6 337	7 777	12 249
Activités abandonnées	—	127	49
	6 337	7 904	12 298

1 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs - Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation », et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Dépenses en immobilisations

En 2025, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des projets de Columbia Gas et d'ANR, de l'expansion du réseau de NGTL et des investissements de maintien. La diminution des dépenses en immobilisations en 2025 par rapport à 2024 reflète l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, ce qui a été en partie contrebalancé par l'accroissement des dépenses liées aux projets d'ANR.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2025 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient les dépenses liées aux projets du secteur Énergie et solutions énergétiques.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2025 comparativement à 2024, en raison surtout de la diminution des avances de fonds à Coastal GasLink LP par l'intermédiaire du prêt subordonné.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2024 comparativement à 2023, en raison surtout de la diminution des avances de fonds à Coastal GasLink LP par l'intermédiaire du prêt subordonné.

Le 17 décembre 2024, à la suite de la déclaration de la mise en service commerciale du gazoduc, Coastal GasLink LP a remboursé le solde de 3 147 millions de dollars dû à la société aux termes de la convention de prêt subordonné. Notre quote-part des apports de capitaux propres requis pour financer le remboursement par Coastal GasLink LP de l'encours du prêt s'élevait à 3 137 millions de dollars. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait à ces activités sont présentés à leur montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés à leur montant brut dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » des états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2025 comparativement à 2024, en raison principalement des distributions de Millenium dans le cadre de son programme de financement de la dette en 2024 ainsi que de la diminution du rendement du capital investi découlant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Iroquois.

Les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2024 comparativement à 2023, en raison principalement des distributions de Millenium dans le cadre de son programme de financement de la dette en 2024.

Produit de la vente d'actifs

En 2024, TC Énergie et son partenaire, Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir, ont finalisé la vente de PNGTS à un tiers. Notre quote-part du produit s'est établie à 743 millions de dollars (546 millions de dollars US), déduction faite des coûts de transaction.

En 2024, nous avons également réalisé la vente d'autres actifs secondaires pour un produit brut de 48 millions de dollars.

En 2023, nous avons réalisé la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva Entreprises, pour un produit brut de 33 millions de dollars (25 millions de dollars US). Dans le cadre de la scission, le 1^{er} octobre 2024, notre participation restante dans Port Neches Link LLC a été transférée à South Bow.

Acquisitions

En 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Nous avons également acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Prêts à une société liée

Pour 2023, les prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net, représentent les émissions et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP visant à procurer des liquidités supplémentaires et du financement aux fins du projet Coastal GasLink.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Billets à payer émis (remboursés), montant net	876	341	(6 299)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 413	8 089	15 884
Remboursements sur la dette à long terme	(6 116)	(9 273)	(3 772)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	2 545	1 465	—
Dividendes et distributions versés	(4 550)	(4 807)	(3 052)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	104	88	4
Actions privilégiées rachetées	(250)	—	—
Apports des participations sans contrôle	—	21	—
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage	351	—	—
Emprunt auprès d'une société liée	111	—	—
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	419	5 328
Trésorerie transférée à South Bow, déduction faite du règlement de titres d'emprunt	—	(244)	—
Gains (pertes) sur le règlement d'instruments financiers	—	27	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 516)	(3 874)	8 093

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

En 2025, les sorties nettes liées aux activités de financement ont diminué de 2,4 milliards de dollars par rapport à 2024, du fait surtout de la diminution des remboursements de titres d'emprunt à long terme et de l'augmentation des émissions de billets subordonnés de rang inférieur et de billets à payer, ainsi que de la baisse des dividendes et des distributions versés en 2025, facteurs en partie contrebalancés par le recul des émissions de titres d'emprunt à long terme.

En 2024, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 12,0 milliards de dollars par rapport à 2023, en raison essentiellement de la diminution des émissions et de l'augmentation des remboursements de titres d'emprunt à long terme, de la réception d'un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US) en 2023 à la suite de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf ainsi que de l'augmentation des dividendes et distributions versés en 2024, facteurs en partie contrebalancés par les émissions nettes de billets à payer en 2024 contre des remboursements nets en 2023 et les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2024.

Les principales transactions prises en compte dans nos activités de financement sont analysées plus en détail ci-après.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme en 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Novembre 2025	Billets à moyen terme	Novembre 2055	850	5,13 %
	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2032	750 US	5,00 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
	Octobre 2025	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2028	205 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2031	250 US	5,23 %
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2035	350 US	5,69 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	850 US	4,88 %
	Octobre 2025	Billets de premier rang non garantis	92 US	7,06 %
	Juillet 2025	Billets à moyen terme	750	3,30 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	4,50 %
TC PIPELINES, LP				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.				
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	677 US	Variable

Le 5 février 2026, TCPL a remboursé des billets à moyen terme d'un montant de 241 millions de dollars portant intérêt au taux fixe de 8,29 %.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

Le tableau ci-dessous présente les principaux billets subordonnés de rang inférieur émis en 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Novembre 2085	370 US	6,25 %
	Août 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Février 2056	1 000	5,20 % ¹
	Février 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Juin 2065	750 US	7,00 % ²

1 Taux d'intérêt annuel fixe jusqu'au 15 février 2031, ajusté tous les cinq ans par la suite, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement.

2 Taux d'intérêt annuel fixe jusqu'au 1^{er} juin 2030, ajusté tous les cinq ans par la suite.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075 et portant intérêt à 5,88 %. La fiducie a utilisé la totalité du produit du remboursement pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation en mai 2025, conformément à leurs modalités. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Billets subordonnés de rang inférieur » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2025, 2024 et 2023, il y a lieu de se reporter à la note 19 « Dette à long terme » et la note 20 « Billets subordonnés de rang inférieur » de nos états financiers consolidés de 2025.

Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

Depuis le versement des dividendes déclarés le 27 juillet 2023, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Informations sur les actions

au 6 février 2026

Actions ordinaires		Émises et en circulation
		1,0 milliard
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	18,4 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	3,6 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	11,7 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	2,3 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	14,0 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	16,7 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 10	1,3 million	Actions privilégiées de série 9
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	1,9 million	1,4 million

Le 16 janvier 2026, les porteurs de 109 800 actions privilégiées de série 5 ont choisi d'en demander la conversion, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 6 et les porteurs de 1 089 726 actions privilégiées de série 6 ont choisi d'en demander la conversion, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 5. Étant donné que le nombre total d'actions privilégiées de série 6 remises aux fins de conversion aurait fait en sorte que moins de un million d'actions privilégiées de série 6 auraient été en circulation à la date de conversion, toutes les actions privilégiées de série 6 encore en circulation ont été automatiquement converties en actions privilégiées de série 5 et aucune action privilégiée de série 5 n'a été convertie en action privilégiée de série 6. Par conséquent, le 30 janvier 2026, 1 929 407 actions privilégiées de série 6 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en 1 929 407 actions privilégiées de série 5. Pour leur part, les actions privilégiées de série 6 ont été radiées de la TSX à la clôture des marchés le 30 janvier 2026.

Le 28 novembre 2025, nous avons racheté la totalité des 10 millions d'actions privilégiées de série 11 émises et en circulation à un prix de rachat de 25,00 \$ l'action et nous avons versé le dernier dividende trimestriel de 0,2094375 \$ par action privilégiée de série 11 pour la période allant jusqu'au 28 novembre 2025, exclusivement, tel qu'il avait été déclaré le 4 novembre 2025.

Le 30 juin 2025, 104 778 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 822 829 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, se reporter à la note 24 « Actions privilégiées » de nos états financiers consolidés de 2025.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Dividendes déclarés			
par action ordinaire ¹	3,40 \$	3,7025 \$	3,72 \$
par action privilégiée de série 1	1,23475 \$	0,86975 \$	0,86975 \$
par action privilégiée de série 2	1,20576 \$	1,68134 \$	1,62659 \$
par action privilégiée de série 3	0,7245 \$	0,4235 \$	0,4235 \$
par action privilégiée de série 4	1,04576 \$	1,52046 \$	1,46703 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,48725 \$	0,48725 \$
par action privilégiée de série 6	1,06655 \$	1,55132 \$	1,55993 \$
par action privilégiée de série 7	1,49625 \$	1,36613 \$	0,97575 \$
par action privilégiée de série 9	1,27 \$	1,02288 \$	0,9405 \$
par action privilégiée de série 10	1,26905 \$	0,39807 \$	—
par action privilégiée de série 11	0,62831 \$	0,83775 \$	0,83775 \$

1 Les dividendes déclarés depuis le quatrième trimestre de 2024, inclusivement, reflètent leur affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission.

Depuis les dividendes payables le 31 janvier 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2024, les montants reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission. Il y lieu de se reporter à notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de 0,8775 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2026, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,51 \$ par action ordinaire.

Facilités de crédit

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 6 février 2026, les facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisaient 11,8 milliards de dollars. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient les suivantes :

(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Emprunteur	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogéables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2030	3,0	2,3
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	1,0 US	0,7 US
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2028	2,5 US	2,2 US
Columbia Pipelines Holding Company LLC ²	Servant à appuyer le programme de papier commercial et aux fins générales de l'emprunteur	Décembre 2028	1,5 US	1,1 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	2,0 ³	1,2 ³

1 La capacité inutilisée est présentée déduction faite du papier commercial en cours et des montants prélevés sur les facilités.

2 Columbia Pipelines Holding Company LLC est une filiale détenue en partie de TC Énergie, avec une participation sans contrôle de 40 %.

3 Ou l'équivalent en dollars US.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent les billets à payer, la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, les contrats de location-exploitation, les obligations d’achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les cotisations en trésorerie aux régimes de retraite et aux régimes d’avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paielements exigibles (par périodes)

au 31 décembre 2025					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	1 200	1 200	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	59 145	1 545	8 318	5 882	43 400
Contrats de location-exploitation ²	509	73	129	122	185
Obligations d’achat et autres ³	4 650	1 091	976	564	2 019
	65 504	3 909	9 423	6 568	45 604

- 1 Exclusion faite des frais d’émission et des ajustements de la juste valeur.
- 2 Compte tenu des versements futurs pour le siège social, divers bureaux, des services et du matériel ainsi que des engagements relatifs à des terrains et à des contrats de location découlant de la restructuration de l’entreprise. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.
- 3 Compte tenu d’un montant de 17 millions de dollars lié au transfert des actifs des régimes de retraite à South Bow. Se reporter à la rubrique « Obligations – Régimes de retraite et régimes d’avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d’information.

Billets à payer

L’encours total des billets à payer était de 1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2025 (387 millions de dollars en 2024).

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2025, la dette à long terme s’élevait à 46,8 milliards de dollars (47,9 milliards de dollars en 2024) et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 12,1 milliards de dollars (11,0 milliards de dollars en 2024).

Nous nous efforçons d’échelonner le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu’à l’échéance de notre dette à long terme et de nos billets subordonnés de rang inférieur, exclusion faite des options de remboursement anticipé, est d’environ 19 ans.

Les paiements d’intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2025 sont indiqués ci-après :

au 31 décembre 2025					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	29 434	2 387	4 496	3 875	18 676
Billets subordonnés de rang inférieur	44 193	742	1 618	1 677	40 156
	73 627	3 129	6 114	5 552	58 832

Obligations d’achat

Nous avons contracté des obligations d’achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d’achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l’exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d’atténuation des coûts.

Nous avons conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d’énergie solaire qui viennent à échéance entre 2026 et 2038 visant l’achat de l’électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2025, la capacité totale prévue garantie en vertu des CAE était d’environ 750 mégawatts, la production étant assujettie à des facteurs de disponibilité opérationnelle et de capacité. Ces CAE ne répondent pas à la définition de contrats de location ou de dérivés. Les paiements futurs et leur calendrier ne peuvent pas être raisonnablement estimés, car ils dépendent du moment où certaines centrales connexes sont mises en service et de la quantité d’énergie produite. Certains de ces engagements d’achat prévoient des ventes compensatoires aux termes des CAE visant la totalité ou une partie de la production connexe de la centrale.

Au 31 décembre 2025, les paiements au titre des obligations d'achat et autres s'établissaient comme suit :

au 31 décembre 2025					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs – Canada					
Transport par des tiers ¹	181	41	77	45	18
Transport par des tiers – TQM ^{1,2}	2 574	152	317	316	1 789
Dépenses d'investissement ³	115	115	—	—	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	598	144	249	91	114
Dépenses d'investissement ³	569	311	180	78	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ³	36	36	—	—	—
Énergie et solutions énergétiques					
Dépenses d'investissement ³	114	78	28	6	2
Autres	190	26	40	28	96
Siège social					
Dépenses d'investissement ³	7	7	—	—	—
Actifs des régimes de retraite de South Bow détenus en fiducie ⁴	17	17	—	—	—
Autres	253	168	85	—	—
	4 650	1 091	976	564	2 019

- 1 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.
- 2 Comprend 100 % de l'obligation contractuelle visant le transport jusqu'en 2042, par le réseau principal au Canada, de volumes pour ses expéditeurs sur le gazoduc TQM, dans lequel nous détenons une participation de 50 %. Le coût des contrats est transféré aux expéditeurs du réseau principal au Canada et déterminé en fonction des besoins en produits indiqués dans l'entente de règlement avec TQM.
- 3 Les montants comprennent principalement les dépenses destinées à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.
- 4 Ont trait au transfert des actifs des régimes de retraite à South Bow. Se reporter à la rubrique « Obligations – Régimes de retraite et régimes d'avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova Infraestructura Marina Holding B.V. (« IEnova »), avons conjointement garanti la performance financière de l'entité propriétaire du gazoduc. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement la livraison de gaz naturel. Ces garanties peuvent être renouvelées en juin 2026 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2025, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 78 millions de dollars, pour une valeur comptable de moins de 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power peut être renouvelée en décembre 2027 et elle peut être prorogée pour des périodes successives de deux ans, la dernière période de renouvellement, d'une durée de trois ans, prenant fin en 2065.

Au 31 décembre 2025, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars, pour une valeur comptable de néant.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement, conjointement et solidairement ou exclusivement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en 2032.

Au 31 décembre 2025, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 54 millions de dollars, pour une valeur comptable de 1 million de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

En 2025, nous n'avons versé aucune cotisation aux régimes de retraite à prestations déterminées (les « régimes PD »), des cotisations de 8 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et des cotisations de 72 millions de dollars au régime d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Les lettres de crédit fournies afin de satisfaire aux exigences de solvabilité du régime PD canadien totalisaient néant au 31 décembre 2025 (111 millions de dollars en 2024; 244 millions de dollars en 2023).

En 2026, nous ne prévoyons cotiser aucun montant aux régimes PD et nous nous attendons à cotiser 8 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 76 millions de dollars aux régimes d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous ne prévoyons pas fournir de lettres de crédit supplémentaires en faveur du régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences de solvabilité.

Le coût net des régimes PD et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite a été ramené à 11 millions de dollars en 2025, contre 19 millions de dollars en 2024, en raison surtout de la diminution du coût des services rendus dans le régime de retraite canadien.

South Bow – transfert des actifs des régimes de retraite

Dans le cadre de la scission, certains employés de TC Énergie sont devenus des employés de South Bow. Avant la scission, ces employés au Canada et aux États-Unis participaient aux régimes PD, aux régimes CD et aux régimes d'épargne, selon le cas. À compter du 1^{er} octobre 2024, les obligations au titre de régimes PD en ce qui a trait aux employés passant de TC Énergie à South Bow ont été transférées à South Bow. Une demande de transfert d'actifs afférente au régime PD canadien précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow a obtenu l'approbation réglementaire. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, un montant de 105 millions de dollars a été transféré à South Bow. Au 31 décembre 2025, des actifs d'un montant de 17 millions de dollars dans le régime PD canadien étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie et ils ont été pris en compte au poste « Actif à court terme découlant des activités abandonnées ». Une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à court terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. Les actifs résiduels des régimes de South Bow feront l'objet d'un ajustement à leur juste valeur à la date du transfert, qui devrait survenir vers la mi-exercice 2026. Au 31 décembre 2024, les actifs afférents au régime PD américain avaient été transférés en totalité à South Bow.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence significative sur notre situation de trésorerie ni sur notre situation financière.

Activités abandonnées

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a mené à terme la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides, maintenant devenues une nouvelle société ouverte appelée South Bow. Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées.

Ententes

Aux termes de la scission, TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes visant à définir les paramètres et les lignes directrices régissant leur relation continue, dont une convention de services de transition, une entente portant sur les questions fiscales et une convention de scission.

La convention de services de transition a été établie afin de préciser certains services que TC Énergie fournira à South Bow pour une période d'au plus deux ans.

L'entente portant sur les questions fiscales impose à TC Énergie et à South Bow certaines restrictions dans le but de préserver l'admissibilité de la scission à l'exonération fiscale, et elle répartit les passifs d'impôts advenant l'éventualité où la scission ne serait pas exonérée d'impôts.

La convention de scission établit les modalités de la scission du secteur Pipelines de liquides des activités de TC Énergie, y compris le transfert de certains actifs du secteur Pipelines de liquides de TC Énergie à South Bow et la répartition de certains passifs et de certaines obligations du secteur Pipelines de liquides entre TC Énergie et South Bow.

En septembre 2025, nous avons conclu une entente avec South Bow visant des passifs pour lesquels nous avons indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission, ce qui nous a libéré à l'égard de ces passifs. Compte tenu de la comptabilisation de ce règlement, une perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts, de 183 millions de dollars a été constatée pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 et a été exclue de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Les paiements relatifs à ce règlement ont débuté au quatrième trimestre de 2025 et prendront fin en 2026.

En juin 2025, nous avons reçu un montant de 24 millions de dollars relativement à certains recouvrements aux termes de la convention de scission conclue avec South Bow. Au même moment, nous avons également réévalué notre quote-part estimée des recouvrements futurs, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation de 29 millions de dollars qui a été portée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » à l'état consolidé des résultats, et ce montant a été exclu de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées.

Pour un complément d'information sur l'entente, les incidents antérieurs à la scission et les coûts de scission, se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2025 et à notre rapport annuel de 2024.

Présentation des activités abandonnées

Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont présentées en tant qu'activités abandonnées. Notre présentation des activités abandonnées tient compte des produits et des charges directement attribuables aux activités liées aux pipelines de liquides.

Les montants des exercices précédents présentent les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(245)	716	1 039
Intérêts débiteurs	—	(218)	(297)
Intérêts créditeurs et autres	28	21	(30)
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées avant les impôts sur le bénéfice	(217)	519	712
(Charge) recouvrement d'impôts	5	(124)	(100)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées – de base	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$

1 Représentent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

La perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts, pour 2025 s'est élevé à 212 millions de dollars, ou 0,20 \$ par action ordinaire (bénéfice net de 395 millions de dollars, ou de 0,38 \$ par action ordinaire, en 2024; bénéfice net de 612 millions de dollars, ou de 0,60 \$ par action ordinaire, en 2023), soit une baisse de 607 millions de dollars, ou de 0,58 \$ par action ordinaire, par rapport à 2024 et une baisse de 217 millions de dollars, ou de 0,22 \$ par action ordinaire, en 2024 par rapport à 2023.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites à la page 23. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) des activités abandonnées, après impôts et exclus du résultat comparable découlant des activités abandonnées :

2025

- une charge avant impôts de 188 millions de dollars découlant principalement des passifs pour lesquels nous avons indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 29 millions de dollars au titre de notre estimation des recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL.

2024

- une charge avant impôts de 197 millions de dollars découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission, dont une tranche de 173 millions de dollars a été comptabilisée dans le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées, une tranche de 42 millions de dollars a été comptabilisée dans les intérêts débiteurs et une tranche de 18 millions de dollars a été comptabilisée dans les intérêts créditeurs;
- une charge avant impôts de 37 millions de dollars au titre de notre estimation des coûts supplémentaires éventuels liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Ce montant représente notre quote-part de 86 % conformément aux dispositions d'indemnisation de la convention de scission;
- une charge avant impôts de 21 millions de dollars découlant de la cession d'actifs et des activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge avant impôts de 12 millions de dollars découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

2023

- une charge avant impôts de 67 millions de dollars découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures, qui se compose d'une charge non récurrente avant impôts de 57 millions de dollars et comprend des frais financiers à payer avant impôts de 10 millions de dollars;
- une charge avant impôts de 40 millions de dollars au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de scission;
- un montant avant impôts de 36 millions de dollars comptabilisé au titre de la charge d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- des coûts de préservation et autres coûts avant impôts de 18 millions de dollars se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement avant impôts de 4 millions de dollars se rapportant à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et à un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par les ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts, et du résultat comparable découlant des activités abandonnées¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(212)	395	612
Postes particuliers (avant impôts) :			
Règlement avec South Bow ²	188	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	29	21	(4)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	—	197	40
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	—	37	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	12	67
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	18
Activités de gestion des risques	—	(67)	34
Impôts sur les postes particuliers	(5)	(30)	(47)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	565	756
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,20	0,16	0,14
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	0,54 \$	0,74 \$

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

2 Charge avant impôts de 188 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 découlant surtout de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités abandonnées¹

Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	1 145	1 516
Amortissement	(253)	(332)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable ²	(176)	(287)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ³	3	6
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable ⁴	(154)	(147)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	565	756
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,54 \$	0,74 \$

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

2 Compte non tenu des coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides de 42 millions de dollars avant impôts au titre des intérêts débiteurs en lien avec l'émission de titres d'emprunt de South Bow au troisième trimestre de 2024 et des frais financiers de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 au titre d'une charge avant impôts découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

3 Compte non tenu du bénéfice avant impôts de 18 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 lié à l'incidence nette des intérêts créditeurs sur le produit tiré de l'émission des titres d'emprunt de South Bow le 28 août 2024, ces fonds ayant été entiercés, ainsi que des provisions d'assurance et de la charge d'assurance de 36 millions de dollars avant impôts comptabilisée en 2023 au titre de l'incident survenu à la borne kilométrique 14.

4 Compte non tenu de l'incidence des impôts liés aux postes particuliers susmentionnés ainsi que d'un recouvrement de 14 millions de dollars US au titre d'un impôt minimum lié à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2023 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

BAIIA comparable découlant des activités abandonnées

Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées a diminué de 371 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la prise en compte du bénéfice du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le bénéfice du secteur Pipelines de liquides pour un exercice complet en 2023;
- la hausse des volumes contractuels et non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone en 2024;
- l'apport moins élevé des activités de commercialisation des liquides du fait de la contraction des marges réalisées.

Résultat comparable découlant des activités abandonnées

Le résultat comparable découlant des activités abandonnées pour 2024 s'est établi à 191 millions de dollars, ou 0,20 \$ par action ordinaire, en baisse par rapport à celui de 2023, en raison principalement de l'incidence de la prise en compte du bénéfice du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre un exercice complet en 2023.

RÉSULTATS FINANCIERS – 2024 ET 2023¹

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable découlant des activités abandonnées et du BAII comparable découlant des activités abandonnées (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Se reporter à la page 93 pour obtenir de l'information sur les mesures comparables liées aux activités abandonnées utilisées en 2025.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Réseau d'oléoducs Keystone	1 098	1 453
Pipelines en Alberta ²	52	70
Autres	(5)	(7)
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	1 145	1 516
Amortissement	(253)	(332)
BAII comparable découlant des activités abandonnées	892	1 184
Postes particuliers (avant impôts) :		
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(173)	(40)
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	(37)	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(21)	4
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(12)	(57)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(18)
Activités de gestion des risques	67	(34)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	716	1 039

1 Représentent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

2 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids et White Spruce.

Le bénéfice sectoriel découlant des activités abandonnées a diminué de 323 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et il tient compte des postes particuliers mentionnés dans le tableau précédent, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable découlant des activités abandonnées et du BAII comparable découlant des activités abandonnées. Se reporter à page 93 pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US en 2024 et en 2023 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 79 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, puisque les activités du secteur Pipelines de liquides ont été prises en compte pour neuf mois en 2024, contre un exercice complet d'activités du secteur Pipelines de liquides en 2023.

Intérêts débiteurs¹

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	(176)	(287)
Postes particuliers :		
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(42)	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(10)
Intérêts débiteurs liés aux activités abandonnées²	(218)	(297)

1 Représentent les intérêts débiteurs affectés au secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

2 Nous avons choisi d'affecter aux activités abandonnées une partie des intérêts débiteurs engagés au niveau du siège social. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées ont diminué de 111 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 en raison des intérêts débiteurs pris en compte pour neuf mois en 2024, contre un exercice complet en 2023.

Intérêts créditeurs et autres¹

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	3	6
Postes particuliers :		
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	18	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	(36)
Intérêts créditeurs et autres liés aux activités abandonnées	21	(30)

1 Représentent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées ont été généralement stables en 2024 par rapport à 2023.

(Charge) recouvrement d'impôts¹

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	(154)	(147)
Postes particuliers :		
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	30	6
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	9	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	5	14
Décisions réglementaires relatives à Keystone	2	15
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	4
Activités de gestion des risques	(16)	8
(Charge) recouvrement d'impôts lié(e) aux activités abandonnées	(124)	(100)

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées a augmenté de 7 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement du resserrement des écarts des taux d'imposition étrangers, en grande partie contrebalancé par le bénéfice moins élevé.

Autres renseignements

SURVEILLANCE DES RISQUES ET GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

La gestion des risques est au cœur de toutes les activités de TC Énergie et fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie fait en sorte que les risques assumés par TC Énergie et les expositions connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. À cette fin, nous avons recours à un programme de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer et d'évaluer systématiquement les risques susceptibles d'avoir une incidence significative sur nos objectifs stratégiques.

Ce programme nous permet de gérer les risques qui pèsent sur la mise en œuvre de nos stratégies commerciales et favorise les pratiques de détection et de suivi des nouveaux risques. Plus précisément, le cadre de gestion des risques d'entreprise établit un processus exhaustif aux fins de la détection, de l'analyse, de l'évaluation et de l'atténuation des risques. Il permet aussi d'assurer un suivi en continu et de faire rapport au conseil d'administration, au chef de la direction, aux vice-présidents directeurs et au chef de la gestion des risques.

Surveillance par le conseil et les comités

Notre conseil d'administration assume la surveillance générale de tous les risques d'entreprise. Il examine annuellement le registre des risques d'entreprise et il reçoit chaque trimestre des mises à jour sur les nouveaux risques et sur la façon dont ces risques sont gérés et atténués, en conformité avec la propension et la tolérance au risque de TC Énergie. De plus, le conseil assiste chaque trimestre à des présentations détaillées sur les risques d'entreprise, et des sujets particuliers sont abordés lors des mises à jour financières et des réunions stratégiques. Des présentations spéciales ont lieu au besoin ou sur demande.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil, supervise le programme de gestion des risques d'entreprise et assure une surveillance exhaustive de nos activités de gestion des risques. De plus, d'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers dans le cadre de leur mandat :

- le comité des ressources humaines encadre le renouvellement des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération pour assurer la concordance de nos politiques en matière de ressources humaines et de main-d'œuvre et de nos pratiques en matière de rémunération avec notre stratégie globale;
- le comité SSDE veille aux risques relatifs à l'exploitation, à la mise en œuvre de projets d'envergure, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l'environnement, y compris les risques liés au climat;
- le comité d'audit supervise les activités d'atténuation des risques financiers menées par la direction, y compris le risque de marché, le risque d'assurance, le risque de crédit lié aux contreparties et la cybersécurité.

Haute direction et gestion des risques

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace. Un membre de l'équipe de haute direction est responsable de la gouvernance pour chacun des risques d'entreprise, tandis que la réalisation est sous la surveillance d'un président d'unité d'exploitation ou d'un vice-président principal. Les responsables des risques présentent au conseil des évaluations approfondies des risques chaque année.

Risques particuliers aux secteurs

Les principaux risques financiers et liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement qui sont particuliers à chaque secteur d'exploitation sont analysés dans les sections respectives du présent rapport de gestion. De plus, notre Rapport sur la durabilité présente des informations sur notre approche à l'égard de la durabilité, notamment la surveillance des risques et occasions liés à la durabilité.

Suivi des risques d'entreprise et indicateurs clés de risque

Les risques représentant nos principaux risques d'entreprise font l'objet d'une surveillance continue dans le cadre de notre programme de gestion des risques d'entreprise. Ce programme comprend un réseau de responsables des risques émergents occupant des postes stratégiques dans l'ensemble de l'organisation qui sont chargés de repérer les risques potentiels à l'échelle de l'entreprise et de les signaler dans un rapport trimestriel au conseil d'administration.

En outre, dans le cadre de notre engagement continu à bonifier le programme de gestion des risques d'entreprise, nous avons recours à des indicateurs clés de risque et de performance (« ICR ») pour surveiller les événements porteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos objectifs stratégiques. Les ICR fournissent des mesures quantifiables, un raisonnement objectif et des tendances significatives pour chaque risque d'entreprise, ce qui permet d'éclairer l'évaluation en profondeur des risques d'entreprise effectuée chaque année par le conseil.

Risque opérationnel

TC Énergie gère un vaste réseau de transport de gaz naturel qui s'étend partout en Amérique du Nord et qui comprend de nombreuses installations et centrales électriques ainsi que de nombreux réservoirs de stockage de gaz. Les risques opérationnels comprennent le risque de rupture ou de défaillance importante, surtout dans les régions où les gazoducs traversent des zones habitées. Les principaux facteurs qui contribuent à ces risques sont notamment les menaces à l'intégrité comme la corrosion, les fissures, les défauts de fabrication et les dommages causés par des tiers. De plus, le vieillissement des infrastructures, le risque de conditions météorologiques extrêmes et d'autres forces externes augmentent encore davantage la probabilité de ruptures ou de défaillances opérationnelles importantes.

Les conséquences d'une rupture ou d'une défaillance opérationnelle importante peuvent être graves et prendre plusieurs formes. Les incidences potentielles comprennent la perte de vies humaines ou les blessures graves, les dommages environnementaux et les importantes perturbations des activités. Les répercussions financières sont également considérables et englobent les coûts liés aux interventions en cas d'incident et aux réparations ainsi que les amendes et les pénalités. De plus, de tels incidents peuvent entraîner un resserrement des mesures d'application de la réglementation et une atteinte à la réputation, ce qui pourrait mettre à l'épreuve les relations avec les clients et compromettre les projets futurs.

Pour assurer l'exploitation sûre et fiable de ses actifs, TC Énergie utilise un système de gestion opérationnelle robuste, le SGOT, qui intègre des pratiques exhaustives en matière de gestion des risques et d'intégrité des actifs. Les mesures actuelles comprennent un processus d'évaluation quantitative des risques opérationnels, des programmes de gestion de l'intégrité et des technologies avancées d'inspection de l'intérieur des pipelines. Nous menons également des enquêtes sur les défaillances et effectuons des analyses des causes profondes aux fins d'amélioration continue. La gouvernance et la surveillance par la haute direction, de même que le programme de gestion des urgences, assurent la préparation et l'intervention efficace en cas d'incidents potentiels. Les normes, les processus et les procédures du SGOT sont améliorés continuellement pour tenir compte des leçons tirées des incidents internes et externes, ainsi que de la collaboration avec les autres sociétés et les organismes de réglementation du secteur.

Risque lié à la réglementation

TC Énergie exerce ses activités dans un secteur hautement réglementé partout en Amérique du Nord, qui nécessite divers permis et approbations de la part d'organismes gouvernementaux fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux. Le contexte réglementaire est très complexe, et les exigences des divers ordres de gouvernement se chevauchent et sont parfois contradictoires. Les changements de gouvernements peuvent en outre créer de l'incertitude et des retards dans l'obtention des permis nécessaires. Par ailleurs, les groupes d'opposition peuvent influencer sur les décisions réglementaires au moyen de manifestations organisées, de contestations judiciaires et de campagnes médiatiques négatives.

L'incapacité d'obtenir ou de conserver les approbations réglementaires pour les projets d'infrastructures énergétiques peut entraîner des conséquences financières et opérationnelles importantes. Il s'agit notamment de retards ou d'annulations de projets essentiels, de coûts d'exploitation accrus en raison d'exigences de conformité supplémentaires et de perturbations de l'infrastructure existante. Les conséquences financières comprennent aussi les coûts d'aménagement perdus, la perte de confiance des investisseurs et la hausse des coûts en capital. De surcroît, la publicité négative et l'opposition du public peuvent entacher notre réputation, éroder la confiance du public et nuire à notre capacité de fonctionner efficacement. Ces difficultés peuvent ultimement nuire à notre position concurrentielle et nous empêcher d'atteindre nos objectifs de croissance.

Pour contrer ce risque, nous avons mis en œuvre plusieurs stratégies de surveillance et d'atténuation. Ces mesures comprennent des efforts proactifs pour surveiller l'évolution du contexte réglementaire, mener des activités stratégiques de défense des intérêts auprès de tous les ordres de gouvernement, cultiver une confiance durable et l'harmonisation avec les intérêts des parties prenantes et réagir rapidement aux nouveaux problèmes et préoccupations. Ces activités visent l'obtention des approbations nécessaires pour soutenir nos objectifs de croissance et atténuer d'éventuels retards et perturbations.

Accès à du capital à un coût concurrentiel

Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer nos projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance. Il est essentiel que nous arrivions à obtenir ces capitaux à des coûts inférieurs à nos rendements sur le capital investi. La détérioration des conditions du marché et de la confiance des investisseurs et des prêteurs, l'instabilité géopolitique, la hausse des taux d'intérêt et l'inflation persistante pourraient avoir une incidence défavorable sur le coût du capital et notre accès à celui-ci. En outre, des facteurs tels que le filtrage par exclusion selon les facteurs ESG de la part des investisseurs, les limites de capacité sur les marchés financiers et les incertitudes économiques peuvent aggraver ces risques, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts d'emprunt et freiner la croissance.

Un coût du capital plus élevé peut nuire à notre capacité de produire des rendements intéressants sur le capital investi et freiner notre croissance à court terme et à long terme. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur notre résultat et compromettre la viabilité des projets d'investissement. De plus, des coûts plus élevés peuvent avoir un effet néfaste sur la confiance des investisseurs, sur la valeur comptable des actifs et des passifs et sur notre performance financière en général.

TC Énergie utilise une stratégie globale pour surveiller et atténuer ces risques. Les mesures d'atténuation actuelles comprennent le maintien d'un consortium bancaire diversifié et de grande qualité, une collaboration proactive avec les prêteurs et les agences de notation et l'équilibrage des stratégies d'émission sur plusieurs marchés financiers. Par ailleurs, nous gérons activement notre risque de change au moyen de stratégies de couverture et nous maintenons un portefeuille d'emprunts équilibré afin de gérer notre exposition aux taux d'intérêt. Les mesures d'atténuation en cours comprennent l'établissement de nouvelles relations de crédit et un meilleur engagement auprès des investisseurs axés sur les facteurs ESG. De plus, TC Énergie surveille continuellement les politiques gouvernementales et les faits nouveaux dans le secteur afin de réagir de façon proactive aux facteurs susceptibles d'influer sur les flux de capitaux.

Répartition du capital

Pour demeurer concurrentielle, TC Énergie doit offrir des services d'infrastructures énergétiques essentiels dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, sous forme de solutions qui plaisent à ses clients, tout en respectant ses objectifs stratégiques. Les défis liés à la répartition du capital comprennent l'atteinte de l'équilibre entre les investissements visant à protéger notre empreinte actuelle et à servir notre clientèle, la réalisation des investissements les plus rentables et les moins risqués dans le respect de notre limite de capital nette annuelle discrétionnaire et la structuration du programme d'investissement de manière à optimiser l'utilisation du capital disponible.

Une répartition inefficace du capital peut entraîner une affectation défavorable des ressources financières à des projets qui ne cadrent pas avec nos objectifs stratégiques, accroître l'exposition à des projets à risque élevé et réduire la performance financière. De plus, l'incapacité de s'adapter à l'évolution des paramètres fondamentaux de l'offre et de la demande d'énergie, y compris ceux liés aux formes d'énergie à plus faibles émissions de carbone, peut entraîner une atteinte à la réputation et des risques réglementaires ainsi que rendre des actifs irrécupérables. Il existe également un risque lié à la diversification dans des entreprises du secteur des énergies émergentes ou de remplacement avant que les technologies, les modèles commerciaux et les cadres réglementaires n'aient atteint leur maturité. Dans l'ensemble, ces risques peuvent créer une divergence stratégique et réduire la valeur pour les actionnaires.

Nous avons mis en place un processus de gouvernance rigoureux pour assurer la discipline en matière de répartition du capital. Nous limitons nos dépenses en immobilisations nettes annuelles et rehaussons la qualité de notre portefeuille de projets d'aménagement de pipelines afin de saisir des occasions qui présentent moins de risques et une valeur plus élevée. De plus, nous menons des analyses pour confirmer la résilience de l'offre et de la demande sur les marchés que nous desservons dans le cadre de nos évaluations stratégiques et nous assurons un suivi régulier des tendances sectorielles et de l'évolution de la réglementation. Les améliorations continues apportées au processus de répartition du capital comprennent un examen des placements et un contrôle diligent plus approfondis, ainsi que la réalisation d'analyses de scénarios à long terme afin de comprendre les effets sur le portefeuille découlant des choix en matière de répartition du capital.

Risque lié à la récupération du capital

Le risque lié à la récupération du capital se rapporte à la difficulté d'obtenir un rendement acceptable sur le capital investi et de récupérer l'investissement initial. Ce risque découle d'une inadéquation potentielle entre la structure des opérations et nos préférences en matière de risque, mettant le capital à risque. Parmi les principaux facteurs, mentionnons les évaluations des risques inadéquates, les difficultés de collaboration avec les parties prenantes, les modifications imprévues de la portée ou du contexte des projets, les contraintes financières, la volatilité macroéconomique, le risque de contrepartie, le risque lié à la réglementation et l'évolution des politiques publiques. Collectivement, ces facteurs menacent notre stabilité financière et nos objectifs stratégiques.

L'incapacité d'obtenir un rendement sur le capital investi peut entraîner des dépenses en immobilisations imprévues, des pertes financières importantes et des rendements réduits. Cela peut miner la confiance des partenaires, des investisseurs, des organismes de réglementation et des autres parties prenantes clés, ainsi que notre crédibilité à leurs yeux. De plus, des opérations mal structurées peuvent détourner l'attention de la direction des activités de base de l'entreprise pour régler des problèmes nouveaux, ce qui nuit aussi à l'efficacité opérationnelle. Parmi les conséquences plus générales, mentionnons le risque d'atteinte à notre réputation et de perte de confiance des investisseurs, des facteurs essentiels au maintien de la croissance et de la stabilité à long terme et à la préservation de la valeur pour les actionnaires.

TC Énergie applique un processus rigoureux de contrôle diligent qui comprend des évaluations exhaustives des risques et des négociations contractuelles détaillées. Une surveillance continue de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation est effectuée tout au long du cycle de vie de chaque opération, ce qui permet de rehausser la qualité de notre portefeuille de projets d'aménagement afin de privilégier les occasions présentant le risque le plus faible et la valeur la plus élevée. La collaboration proactive avec les contreparties et les partenariats stratégiques aident à gérer et à partager les risques efficacement. L'amortissement est recouvré par l'entremise des tarifs réglementés des pipelines, ce qui nous permet d'accélérer ou de ralentir le remboursement de capital lié à nos actifs. De plus, nous mettons à profit nos actifs diversifiés et nos contrats à long terme pour stabiliser les flux de trésorerie et réduire l'exposition à la volatilité du marché.

Réalisation de projets

L'investissement dans de grands projets d'infrastructure exige des engagements en capital importants et comporte des risques considérables liés à la réalisation des projets. Les pénuries potentielles de main-d'œuvre qualifiée et d'expertise, les délais et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement ainsi que la complexité croissante des projets et de la réglementation font partie de ces risques. Collectivement, ces facteurs peuvent entraîner des dépassements de coûts, des retards dans l'échéancier, un rendement insuffisant des projets et une vulnérabilité accrue en matière de sécurité, ce qui, au bout du compte, nuit à notre performance financière, à notre réputation et à notre croissance stratégique.

L'incapacité de gérer efficacement ces risques peut avoir des conséquences financières et opérationnelles importantes. Les dépassements de coûts et les retards dans l'échéancier peuvent compromettre la rentabilité et la faisabilité des projets, et ainsi entraîner une augmentation des réclamations et des différends contractuels. De plus, une réalisation inadéquate des projets peut entacher notre réputation, réduire la confiance des investisseurs et entraver les occasions de croissance futures.

Afin d'aider à atténuer ces risques, notre système de livraison de projets est intégré à notre processus de répartition des capitaux et harmonisé avec le SGOT, ce qui permet d'optimiser la réalisation des projets pour assurer des travaux sûrs qui respectent le calendrier et le budget. Nous poussons l'élaboration des projets jusqu'à un niveau de maturité suffisant pour bien comprendre les risques liés à l'étendue, aux coûts, au calendrier et à la réalisation avant de les sanctionner. Cette approche nous permet d'identifier et de consulter les parties prenantes et d'aborder de manière proactive les contraintes et les risques propres au projet. Les contrats commerciaux sont structurés de manière à permettre le recouvrement des frais d'aménagement et à réduire au minimum l'incidence des dépassements de coûts potentiels, le risque lié à la réalisation étant partagé explicitement lorsque cela est justifié. De plus, nous mettons à profit le financement de projets et la participation des partenaires afin de gérer le capital à risque.

Risque lié aux talents

Le succès de TC Énergie repose sur l'attraction, le maintien en poste et le perfectionnement d'une main-d'œuvre talentueuse possédant une connaissance approfondie du secteur de l'énergie, du contexte géopolitique et des divers régimes réglementaires en Amérique du Nord. Les principaux risques liés aux talents comprennent la perte de personnel essentiel, les difficultés à recruter et à garder en poste des personnes talentueuses sur un marché très concurrentiel et les problèmes de santé et de bien-être qui pourraient avoir une incidence sur la productivité de la main-d'œuvre.

L'incapacité de gérer les risques liés aux talents peut avoir plusieurs conséquences défavorables, notamment une baisse du moral et de l'engagement des employés se traduisant par une réduction de la productivité, de l'efficacité et de la qualité du travail. Des taux élevés de démission, en particulier parmi les meilleurs talents, peuvent perturber les activités et la continuité et entraîner une augmentation des coûts de recrutement et de formation. L'organisation pourrait également voir sa réputation entachée si elle donne l'impression de ne pas répondre aux préoccupations des employés, ce qui nuirait à sa capacité d'attirer et de garder en poste les futurs talents. De plus, les perturbations des activités et le désengagement de la main-d'œuvre peuvent poser des risques pour la santé et la sécurité et, au bout du compte, nuire à notre performance globale et à notre exécution stratégique.

Pour atténuer ces risques, TC Énergie utilise un cadre exhaustif de gestion des risques liés aux talents pour évaluer les besoins et prioriser les initiatives. Nous mettons l'accent sur le perfectionnement, la mobilisation et le bien-être des employés afin de favoriser un environnement de travail positif et de maintenir en poste les meilleurs talents. Notre méthode de rémunération concurrentielle visant à récompenser le rendement favorise l'équité et la transparence dans les pratiques de rémunération, tandis que notre processus de planification de la relève fait en sorte qu'un bassin constant de personnes talentueuses sont prêtes à assumer des rôles essentiels. Les sondages réguliers sur la mobilisation des employés nous aident à prendre des mesures concrètes et à apporter des améliorations significatives en réponse aux commentaires de notre personnel. De plus, nous avons intégré à nos stratégies de gestion des talents des initiatives en matière d'inclusion et d'égalité des chances, et nous avons mis en œuvre un horaire de travail hybride pour offrir davantage de souplesse. Collectivement, cette approche favorise le maintien en poste des employés, réduit au minimum l'incidence des pertes de talents potentielles et oriente des mesures de perfectionnement ciblées.

Sécurité d'entreprise

Il est primordial d'assurer la sécurité de nos parties prenantes, de notre personnel et de nos actifs pour maintenir la sécurité et la fiabilité de nos activités. Les risques liés à la sécurité englobent les cyberattaques potentielles contre les systèmes de contrôle industriels et les actifs numériques de la société, la divulgation non autorisée de données et les attaques physiques contre nos infrastructures. Ces risques sont exacerbés par la sophistication croissante des cybertactiques, la montée des tensions géopolitiques et la nature essentielle de notre entreprise.

Un incident de sécurité peut donner lieu à une mauvaise utilisation ou à une perturbation de l'information et des fonctions essentielles, causer des dommages à nos actifs et potentiellement mener à des incidents touchant la sécurité et/ou l'environnement. Les interruptions de service qui en résultent peuvent avoir des effets en cascade sur les chaînes d'approvisionnement, les relations clients et les objectifs stratégiques. De plus, de tels incidents peuvent nuire à notre réputation et déclencher des mesures d'application de la réglementation ou des litiges, et ainsi avoir une incidence négative sur nos activités et/ou notre situation financière.

TC Énergie maintient un programme de sécurité d'entreprise qui englobe tant la cybersécurité que la sécurité physique. Notre programme repose sur des normes, des assurances et une gestion des risques conjuguant activités de prévention et activités d'atténuation. Nos efforts de prévention comprennent le déploiement de technologies de sécurité à la fine pointe, la définition de processus sécurisés, la mise en place de mesures de sécurité accrues pour le personnel ou les installations à risque élevé et la mise en œuvre de programmes de sensibilisation à la cybersécurité et à la sécurité physique. Nos activités d'atténuation comprennent une surveillance proactive des incidents de sécurité potentiels et une réponse à ceux-ci. De plus, nous maintenons et testons régulièrement des plans d'intervention en cas d'incident afin de gérer et d'atténuer l'incidence des incidents de sécurité potentiels, y compris les cyberattaques. Afin d'atténuer davantage les risques potentiels, nous maintenons une couverture d'assurance contre les cyberincidents et les incidents de sécurité physique. Afin d'atténuer les risques associés aux fournisseurs tiers, nous effectuons des évaluations des risques liés aux fournisseurs, qui comprennent une évaluation des normes de sécurité, la mise en place de protections contractuelles et une surveillance continue.

Nous collaborons avec les organismes de sécurité gouvernementaux, les organismes d'application de la loi et les intervenants du secteur pour rester informés et être proactifs face aux menaces en constante évolution. Nos stratégies de prévention et d'atténuation en matière de cybersécurité et de sécurité physique sont régulièrement revues et mises à jour afin qu'elles soient conformes aux normes réglementaires et sectorielles. Un rapport sur l'état de notre programme de sécurité d'entreprise est présenté au comité d'audit chaque trimestre.

TC Énergie demeure résolue à améliorer continuellement sa position en matière de sécurité et à s'adapter aux menaces qui ne cessent d'évoluer. En faisant de la sécurité une priorité et en investissant dans les technologies et les pratiques, nous nous efforçons de protéger nos parties prenantes, notre personnel, nos actifs et nos activités, ainsi que d'assurer la viabilité à long terme de nos activités.

Risques liés au climat

Notre entreprise, nos activités, notre situation financière et notre performance pourraient subir l'incidence des risques physiques associés aux changements climatiques et des risques liés à la transition découlant de la transition mondiale vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Les risques liés au climat, y compris toute modification des politiques climatiques et les faits nouveaux connexes, peuvent recouper les risques d'entreprise décrits ci-dessus et influencer sur ceux-ci. Par conséquent, ces risques sont systématiquement pris en compte et évalués dans le cadre de nos activités de gestion des risques.

Nous avons régulièrement recours à l'analyse de scénarios climatiques pour soutenir nos processus de planification stratégique et de gestion des risques, ce qui nous permet d'évaluer la résilience de notre stratégie commerciale et de mieux comprendre les risques et occasions potentiels liés au climat dans divers parcours de transition énergétique. Nous n'attribuons pas de probabilités à ces scénarios, que nous ne considérons pas non plus comme des prévisions ou des résultats attendus.

Risques physiques

Les risques physiques liés aux aléas climatiques causés par les changements climatiques peuvent soit être provoqués par des événements (aigus) et avoir des répercussions immédiates graves, soit être progressifs (chroniques) sous l'effet des changements persistants et à long terme des tendances climatiques. La fréquence et la gravité des aléas climatiques, en particulier les phénomènes météorologiques extrêmes, sont difficiles à prévoir. Les aléas climatiques varient considérablement d'une région géographique à l'autre en fonction des régimes météorologiques, de la topographie et de la proximité des plans d'eau. Bon nombre de nos gazoducs sont souterrains, ce qui réduit forcément l'exposition à certains types d'aléas climatiques. L'exposition aux risques physiques liés aux aléas climatiques pourrait entraîner des conséquences financières importantes, par exemple des coûts imprévus attribuables aux dommages directement causés à nos actifs, des coûts additionnels liés aux mesures préventives, une perte de produits en raison d'une interruption des activités ou des effets indirects comme une perturbation de la chaîne de valeur.

Advenant l'amplification de notre exposition aux aléas climatiques, nous pourrions mettre en œuvre diverses mesures préventives, adaptées à la nature du danger et aux caractéristiques propres à chaque actif, afin d'accroître la résilience de nos actifs. De plus, nos plans d'intervention d'urgence sont axés sur l'intervention rapide et efficace en cas de phénomènes météorologiques violents afin d'en réduire au minimum les conséquences. Également à titre de mesure d'atténuation des risques, nous conservons une couverture d'assurance afin de réduire les conséquences financières si nos actifs sont endommagés par des phénomènes météorologiques violents. Or, cette assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances. En outre, nos primes et nos franchises d'assurance pourraient augmenter, ou la couverture d'assurance disponible pourrait diminuer, pour nos actifs situés dans des régions à risque de connaître des phénomènes météorologiques violents.

Risques liés à la transition

Les risques liés à la transition découlent du virage mondial vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Ils englobent les risques liés à la réglementation, au cadre légal, aux technologies, au marché et à la réputation. Ces risques pourraient notamment entraîner des changements aux tendances en matière d'offre et de demande d'énergie, à la cadence et à la fiabilité des avancées technologiques, à l'évolution des politiques et des réglementations en matière de décarbonation, ainsi qu'à la perception par les parties prenantes de notre rôle dans la transition vers une économie qui produit moins d'émissions de carbone.

Parmi les conséquences financières, il pourrait y avoir la dépréciation d'actifs en raison de règles nouvelles ou modifiées liées au climat, une réduction de la demande de combustibles fossiles, des difficultés à obtenir les permis requis pour nos projets et l'accès limité aux capitaux et/ou le coût plus élevé de ceux-ci. Notre performance financière pourrait aussi se ressentir de l'évolution des exigences des consommateurs, de l'insolvabilité de nos clients importants ainsi que de la conception et du déploiement de nouvelles technologies.

À moyen terme, notre modèle économique à faibles risques, selon lequel la majeure partie de nos produits est soutenue par des contrats à tarifs réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables, devrait atténuer ces risques. En outre, les organismes de réglementation autorisent souvent l'amortissement accéléré des actifs réglementés, ce qui permet de recouvrer plus rapidement la valeur des actifs et aide à compenser le risque éventuel lié à la valeur finale advenant une réduction de la durée de vie des actifs aux termes des politiques climatiques.

Le passage à une économie à plus faibles émissions de carbone pourrait également offrir d'importantes possibilités d'investissement dans les technologies et les marchés des énergies émergentes. Nos capacités actuelles en matière de production d'énergie à plus faibles émissions de carbone, y compris l'énergie nucléaire et les technologies de stockage d'énergie, pourraient nous permettre de tirer parti de nouvelles occasions liées à l'énergie à plus faibles émissions de carbone. En outre, notre vaste réseau nord-américain de gazoducs, une infrastructure linéaire d'envergure, pourrait être mis à profit pour transporter de nouveaux combustibles propres tels l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable ainsi que pour faciliter le transport des émissions de carbone captées à des fins de séquestration.

Pour obtenir plus de renseignements sur notre stratégie climatique ainsi que sur les risques et les occasions liés au climat, il y a lieu de consulter la rubrique de notre Rapport sur la durabilité annuel portant sur les informations liées au climat.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, le risque lié à l'exécution des projets d'envergure, les risques liés à la sécurité au travail, à la sécurité des processus, à la durabilité et à la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et il veille à la conception et à la mise en application des systèmes, des programmes et des politiques de SSDE par des rapports réguliers de la direction. Nous avons recours à un système de gestion intégré qui définit un cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, normes et procédures en la matière.

Le système de gestion opérationnelle de TC Énergie, le SGOT, met à contribution les meilleures pratiques et normes de l'industrie et intègre les exigences réglementaires applicables. Le SGOT encadre les questions de santé, de sécurité, d'environnement et d'intégrité opérationnelle au sein de TC Énergie. Il s'applique partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique, il couvre tout le cycle de vie de nos actifs et il comporte un cycle d'amélioration continue. Le cadre du SGOT met à profit l'amélioration continue grâce à un processus d'examen annuel par la direction. Cela permet d'assurer l'efficacité continue de notre système de gestion global et d'appuyer une structure d'assurance à plusieurs niveaux pour l'ensemble des unités d'exploitation. Le modèle d'assurance de TC Énergie est conçu de manière à assurer une gestion efficace des risques liés à la santé, à la sécurité, à l'environnement et à l'intégrité opérationnelle. Les conclusions tirées sont partagées et appliquées à l'ensemble de nos réseaux, le cas échéant. De plus, les constatations ou les observations découlant des audits périodiques effectués par des organismes de réglementation externes sont également communiquées à l'ensemble des composantes de notre système de gestion afin d'assurer une amélioration continue.

Le comité SSDE examine la performance et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des mises à jour et des rapports sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSDE;
- la performance de l'exploitation;
- l'intégrité des actifs;
- les incidents majeurs touchant la sécurité au travail et la sécurité des processus;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité au travail et à la sécurité des processus;
- notre programme de santé et sécurité et d'hygiène du travail, qui englobe la santé physique et mentale;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- l'environnement, y compris la biodiversité et la remise en état des terres;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe, notamment en ce qui concerne le climat et l'environnement;

- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les risques liés aux politiques climatiques ou à l'interruption des activités, comme les pandémies, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TC Énergie;
- les questions touchant la durabilité, notamment les risques et les occasions d'ordre social et environnemental et ceux qui concernent le climat ainsi que la communication d'informations autres que réglementaires au public, par exemple notre Rapport sur la durabilité annuel, notre plan d'action en matière de réconciliation et des comptes rendus sur l'évolution de nos engagements.

Deux comités distincts font rapport au comité SSDE du conseil :

- un comité de gestion de la durabilité, formé de hauts dirigeants et de responsables d'unités d'exploitation provenant de toutes les sphères de l'organisation, qui offre une orientation stratégiques sur les questions liées à la durabilité et qui favorise une collaboration interfonctionnelle à l'échelle de l'entreprise;
- un comité consultatif sur la sécurité et le SGOT (« CCSS »), formé de hauts dirigeants responsables des projets et des activités d'exploitation, qui supervise les processus de gouvernance et de prise de décision sous-tendant les initiatives relatives à la sécurité et au SGOT, et ce, tout en assumant des fonctions de surveillance et d'orientation en matière de santé, de sécurité, d'environnement et d'intégrité opérationnelle à l'échelle de l'entreprise. Depuis 2025, la reddition de comptes en matière de gouvernance relève des équipes de direction concernées, des comités d'exploitation des unités opérationnelles concernées et du CCSS. Auparavant, cette responsabilité incombait au comité d'exploitation.

Santé, sécurité et intégrité des actifs

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos pipelines et notre infrastructure liée à l'énergie et aux solutions énergétiques demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits, exploités et entretenus en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences, réglementaires et internes, imposées.

En 2025, nous avons engagé environ 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2024) pour l'intégrité des gazoducs que nous exploitons, montant qui comprend des dépenses liées au programme de modernisation dans notre secteur Gazoducs – États-Unis. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations menées en continu du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs réglementés par la REC sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, les variations de ces dépenses sont habituellement sans incidence sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien et peuvent habituellement être recouvrées à même les tarifs approuvés par la FERC. En vertu de la réglementation mexicaine, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs et les dépenses engagées conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location sont principalement traitées comme des charges d'exploitation et de maintien et elles sont généralement recouvrées par le truchement de nos tarifs.

Les dépenses liées à la sécurité des processus et à l'intégrité nous permettent de réduire les risques pour les employés, les entrepreneurs, le public, l'équipement et l'environnement immédiat et aussi d'éviter toute perturbation des services énergétiques offerts à nos clients.

Ainsi qu'il est décrit à la rubrique « Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise » plus haut, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie du volet Urgences, continuité des activités et sécurité du SGOT. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés et des entrepreneurs, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement. Nous sommes déterminés à protéger la santé et la sécurité de toutes les personnes qui participent à nos activités. Notre programme de santé et sécurité et d'hygiène du travail établit des stratégies exhaustives de promotion et de protection de la santé. Nous avons à cœur la mise en œuvre de programmes efficaces qui :

- réduisent les conséquences humaines et financières des maladies et des blessures;
- garantissent l'aptitude au travail;
- accroissent la résilience des travailleurs;

- développent la capacité organisationnelle en mettant l'accent sur le bien-être individuel, l'éducation sanitaire, le soutien aux dirigeants et l'amélioration des conditions de travail pour soutenir une main-d'œuvre productive;
- accroissent la sensibilisation au bien-être psychologique, offrent différentes formes de soutien et des formations en matière de santé et de bien-être aux employés et aux dirigeants, mesurent le succès des programmes et améliorent la santé mentale;
- font la promotion d'une culture de sécurité solide en favorisant la performance des personnes et de l'organisation pour renforcer nos mécanismes de défense culturels et concevoir des systèmes tolérants à l'erreur afin de mieux protéger les membres de notre personnel.

Risques, respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Grâce à la mise en application du SGOT, TC Énergie assure une gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs. Les plans de projets sont communiqués aux parties prenantes et aux communautés autochtones, le cas échéant, et la participation de ces groupes contribue aux évaluations environnementales et aux plans de protection. Dans le cadre des évaluations environnementales de nos projets, nous menons notamment des études sur le terrain qui portent sur les ressources naturelles existantes, la biodiversité et l'utilisation des terres le long de l'empreinte du projet proposé, par exemple la végétation, les sols, la faune, les ressources hydrauliques, les milieux humides et les aires protégées. Nous prenons en compte les informations recueillies lors des évaluations environnementales, et lorsque des habitats sensibles ou des zones de grande valeur en termes de biodiversité sont relevés, nous suivons la hiérarchie des mesures d'atténuation des risques pour la biodiversité et évitons ces zones, dans la mesure du possible. Lorsque ces zones ne peuvent être évitées, nous réduisons au minimum les perturbations, nous restaurons et remettons en état la zone perturbée et nous fournissons des compensations si nécessaire. Dans le but d'assurer la conservation et la protection de l'environnement durant la construction, les renseignements obtenus aux fins des évaluations environnementales servent à élaborer des plans de protection de l'environnement propres à chaque projet. Chaque fois qu'il existe un potentiel d'interaction entre une installation ou un pipeline proposé et les ressources en eau, nous effectuons des évaluations afin de comprendre la nature et l'étendue de ces interactions. Lorsque nous utilisons temporairement de l'eau pour tester l'intégrité de nos pipelines, nous respectons des exigences réglementaires strictes et veillons à ce que l'eau respecte les normes de qualité applicables avant d'être rejetée ou éliminée, et lorsque nos activités de construction impliquent la traversée de plans d'eau, nous mettons en œuvre des mesures de protection pour éviter ou réduire au minimum les effets négatifs potentiels.

Les principales causes des risques environnementaux auxquels nous sommes exposés sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et des exigences en matière de conformité, conjuguée à la hausse des coûts associés aux effets sur l'environnement;
- le rejet de produits qui pourraient avoir des effets sur l'environnement;
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, susceptibles de nuire à nos activités.

Nos actifs sont assujettis à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des espèces menacées, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Dans le cadre de l'exploitation de nos actifs, nous devons obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et nous plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Le SGOT exige que nous assurions une surveillance continue de nos installations afin d'assurer le respect de toutes les exigences importantes en matière d'environnement prévues par les lois et règlements de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous respectons aussi toutes les exigences importantes en matière d'obtention de permis prévues par les lois et règlements dans le cadre de la définition du tracé et de l'élaboration de nos projets. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part. Lorsque les risques sont incertains ou susceptibles d'entraver notre capacité d'exercer efficacement nos activités, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est très ardu d'évaluer avec exactitude le moment et l'ampleur de nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement ainsi que de leurs interprétations et de leur application;
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2025, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 6 millions de dollars (8 millions de dollars en 2024), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités significatives actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Politique climatique et réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2025, nous avons engagé des charges de 194 millions de dollars (141 millions de dollars en 2024) aux termes de programmes de tarification du carbone existants. Les divers paliers fédéraux, régionaux, étatiques et provinciaux d'Amérique du Nord procèdent actuellement à un remaniement de leurs politiques climatiques. Nous surveillons de près le processus d'examen réglementaire, nous y participons au besoin et nous soumettons des commentaires officiels aux organismes de réglementation à mesure que les initiatives sont lancées et que les politiques sont mises en œuvre. Nous sommes en faveur de politiques climatiques transparentes qui favorisent les investissements et l'exploitation des ressources naturelles d'une façon responsable aux chapitres environnemental et économique et qui offrent des résultats rentables et conformes aux besoins du marché. Nos actifs situés sur certains territoires sont actuellement soumis à des règles sur les émissions de GES. Bien que les objectifs à court terme des gouvernements puissent influencer sur la vitesse à laquelle des règles sur les émissions de GES sont mises en place, nous prévoyons que le nombre de nos actifs visés par de telles règles continuera d'augmenter au fil du temps et pour l'ensemble de notre réseau. L'évolution de la réglementation pourrait souvent se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation, des autres charges ou des dépenses en immobilisations, lesquels sont généralement recouvrables par l'intermédiaire de mécanismes établis de recouvrement des coûts.

Politiques des différents territoires

La présente section décrit les politiques existantes et à venir les plus pertinentes qui touchent nos activités, l'accent étant mis sur leurs répercussions législatives et réglementaires.

Aux États-Unis, nous avons assisté à d'importants changements de politiques sous l'administration actuelle. En janvier 2025, plusieurs décrets ont ordonné aux directeurs d'agences de recourir à tous les moyens que leur confère la loi pour améliorer la production, le transport et la consommation d'énergie aux États-Unis et de se concentrer sur la production et l'utilisation d'énergie (la « domination énergétique »). De plus, en mars 2025, l'agence des États-Unis pour la protection de l'environnement (*U.S. Environmental Protection Agency*, ou « USEPA »), a dressé une liste de plans, y compris des changements à certains de ses programmes, et indiqué son intention de procéder à une révision administrative de nombreux règlements promulgués sous l'administration précédente, pour lesquels le processus réglementaire est désormais enclenché. Il existe une grande incertitude quant à la mise en œuvre de ces règlements dans l'avenir et, de manière plus générale, quant à la portée des compétences de l'USEPA. Selon l'orientation de certaines règles en cours d'élaboration et des contestations judiciaires remettant en cause la validité de ces nouveaux règlements, TC Énergie pourrait faire face à des retards prolongés dans le cadre de ses projets. Nous continuons de surveiller de près les changements réglementaires qui pourraient être apportés afin de cerner nos obligations de conformité et d'en déterminer les coûts potentiels.

Politiques existantes

- **Politiques de tarification du carbone** (*plusieurs territoires*) : Bien qu'une tarification du carbone existe dans plusieurs territoires où nous exerçons nos activités, son applicabilité à nos actifs et les coûts de conformité associés varient considérablement. Parmi les politiques de tarification du carbone qui ont une incidence importante sur nos activités, notons les suivantes :
 - Canada – La majeure partie de nos coûts de conformité au Canada sont attribuables au programme d'innovation technologique et de réduction des émissions de l'Alberta, le programme *Technology Innovation and Emissions Reduction* (« TIER »). En ce qui a trait à nos gazoducs canadiens réglementés traversant le territoire albertain, nous recouvrons ces coûts au moyen de tarifs. En ce qui a trait à nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques, nous recouvrons une partie de ces coûts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.
 - États-Unis – Certaines installations de compression de GTN sont assujetties au programme de plafonnement et d'investissement (*Cap-and-Invest Program*) de l'État de Washington. Les coûts de conformité de GTN sont tributaires des émissions totales de ses installations, et GTN est autorisée à recouvrer ces coûts par le truchement de ses tarifs au fil du temps.
- **Règlement sur l'électricité propre** (*Canada*) : En 2024, Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») a publié la version définitive du *Règlement sur l'électricité propre* (« REP ») dans le but de faire évoluer le système électrique du Canada vers la carboneutralité d'ici 2050. Le REP impose une limite annuelle d'émissions de GES fondée sur 65 tonnes de CO₂/GWh pour les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles d'une capacité de 25 MW et plus à compter de 2035 et sur 0 tonne de CO₂/GWh en 2050. Des préoccupations subsistent quant à l'incidence que pourrait avoir le REP sur l'accès abordable et fiable à l'énergie dans certaines provinces en raison du peu de souplesse de la réglementation en ce qui a trait à la conformité. Nous continuons d'évaluer l'incidence opérationnelle et financière sur les centrales de cogénération de TC Énergie. Le protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta, signé en novembre 2025, stipule que l'application du REP serait suspendue en Alberta en attendant la conclusion d'un nouvel accord sur la tarification du carbone. Si une dérogation était accordée à la province par l'organisme de réglementation, la plupart des installations de cogénération de TC Énergie seraient exemptées de l'obligation de se conformer aux exigences du REP.
- **Constat de danger** (*États-Unis*) : En juillet 2025, l'USEPA a déposé une proposition visant à résilier le rapport de 2009 intitulé *2009 Greenhouse Gas Endangerment Finding*, qui posait le constat que les émissions de GES constituent un danger pour la santé et le bien-être publics (le « constat »). Ce constat a servi de base à la réglementation subséquente sur les GES. Bien que la résiliation de ce constat n'invaliderait pas automatiquement la réglementation actuelle sur les GES pour le secteur pétrolier et gazier, l'USEPA a indiqué qu'elle prévoyait examiner séparément les normes actuelles connexes. TC Énergie s'est toujours conformée aux divers règlements ayant découlé de ce constat. Nous continuons de surveiller les modifications réglementaires proposées par l'USEPA; toutefois, les répercussions des modifications envisagées ne peuvent être déterminées pour le moment.

- Programme de déclaration des émissions de GES (États-Unis) :** En 2024, l'USEPA a finalisé les modifications apportées au *Greenhouse Gas Reporting Program* (« GHGRP ») concernant la façon dont les sources de pétrole et de gaz mesurent et déclarent leurs émissions de méthane (sous-partie W). Ces changements prévoient l'ajout de nouvelles sources à déclarer, modifient les méthodes de calcul et de déclaration et favorisent la collecte de données plus granulaires. Par la suite, en septembre 2025, l'USEPA a déposé un projet de règlement stipulant qu'elle n'avait trouvé aucune obligation de recueillir des données sur les GES en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act* et qu'il n'y avait aucun avantage législatif à le faire. Dans le cadre de son projet de règlement, l'USEPA propose d'éliminer les obligations de déclaration pour toutes les sous-parties du GHGRP, à l'exception de la sous-partie W (émissions de GES ne provenant pas de sources de combustion émanant de systèmes fonctionnant au pétrole ou au gaz naturel), qui serait suspendue jusqu'à l'année de déclaration 2034. La possible élimination ou refonte majeure du GHGRP pourrait avoir des répercussions indirectes sur les cadres de déclaration au niveau étatique, sur les stratégies de déclaration volontaire et de conformité du secteur et sur la transparence globale des données sur les émissions. En l'absence d'un cadre fédéral, certains États pourraient choisir de mettre en place des programmes locaux de déclaration des émissions de GES, ce qui pourrait accroître le fardeau administratif et compliquer le processus de déclaration intergouvernementale pour notre secteur d'activité. TC Énergie adhère aux commentaires des groupes sectoriels préconisant le maintien du GHGRP. Par ailleurs, en novembre 2024, l'USEPA a finalisé son règlement visant l'imposition de droits d'émission de déchets (*Waste Emission Charge*) en vertu de la loi intitulée *Inflation Reduction Act*, qui assujettirait certaines installations pétrolières et gazières déclarant des émissions de méthane supérieures à 25 000 tonnes métriques d'équivalent dioxyde de carbone par année dans le cadre du GHGRP à une grille tarifaire. Toutefois, en mars 2025, le Congrès a interdit à l'USEPA de percevoir de tels droits jusqu'en 2034. En raison des changements à venir au GHGRP, il existe une grande incertitude quant à l'éventuelle instauration des droits sur les émissions de déchets.
- Règlement sur le bon voisinage (États-Unis) :** La version définitive, publiée en mars 2023, du règlement sur le bon voisinage intitulé *Good Neighbor Rule* de l'USEPA (le « règlement ») impose de nouvelles limites pour les émissions d'oxydes d'azote (« NO_x ») des moteurs alternatifs à combustion interne à compter de mai 2026. Le règlement a été suspendu dans son intégralité par la Cour suprême des États-Unis en juin 2024 dans l'attente de son examen complet par la Cour d'appel pour le circuit du District de Columbia (la « D.C. Circuit Court »). En mars 2025, l'administrateur de l'USEPA a annoncé son intention de remettre en question bon nombre de règlements et de politiques, que leur version soit définitive, proposée ou suspendue, y compris la possibilité d'abroger ce règlement. L'USEPA a par la suite déclaré qu'elle prévoyait se pencher à nouveau sur ce règlement et entreprendre un nouveau processus réglementaire en 2026. Par conséquent, la D.C. Circuit Court a mis en suspens la contestation judiciaire du règlement existant afin de permettre à l'USEPA de le réexaminer et de proposer un nouveau règlement. Le 28 janvier 2026, l'USEPA a annoncé la première étape de son plan, qui en compte deux, pour réexaminer le règlement, en publiant une proposition visant à infirmer la décision préalable des huit États assujettis au règlement de rejeter le plan de mise en œuvre au niveau étatique (*State Implementation Plan*). Si sa version définitive correspond à la version proposée, le règlement ne s'appliquerait plus dans plusieurs États où TC Énergie exploite des actifs assujettis à celui-ci. L'USEPA a indiqué qu'elle prendrait des mesures secondaires à court terme à l'égard des États qui demeurent assujettis à la règle. Nous continuons de surveiller et d'évaluer les modifications réglementaires proposées par l'USEPA.
- Règlementation visant le méthane (plusieurs territoires) :** Dans les trois pays où TC Énergie exerce ses activités, il existe une réglementation visant à réduire les émissions de méthane issues du secteur pétrolier et gazier. Bien que les exigences varient d'un territoire à l'autre, elles visent généralement à éliminer les émissions fugitives au moyen de programmes de détection et de colmatage des fuites et à réduire les émissions d'évacuation (ou de mise à l'air) attribuables au matériel. La règlementation de chaque pays est abordée dans les paragraphes qui suivent :
 - Canada – Le Règlement d'ECCC sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils, entré en vigueur en 2020, visait une réduction de 40 % à 45 % des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier par rapport aux niveaux de 2012, et ce, d'ici 2025. Plusieurs provinces ont adopté leur propre réglementation sur le méthane, qui s'est substituée à la réglementation fédérale pour les actifs sous réglementation provinciale grâce au recours à des accords d'équivalence. Nos gazoducs canadiens sont assujettis soit aux exigences du gouvernement fédéral soit aux exigences du gouvernement de la Colombie-Britannique, tandis que nos actifs de stockage de gaz naturel albertains sont assujettis aux exigences du gouvernement de l'Alberta. En décembre 2025, ECCC a publié des modifications visant à renforcer ces réglementations dans le cadre du nouvel engagement du Canada à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012, et ce, d'ici 2030. Ces modifications instaurent une approche fondée sur les risques pour la détection et le colmatage des émissions fugitives, interdisent toute mise à l'air sauf dans des cas précis et offrent une approche de rechange fondée sur la performance qui fait appel à la surveillance continue. Les

modifications entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2028, et les exigences entreront en vigueur progressivement jusqu'en 2030. Bien que le programme de détection et de colmatage des fuites et l'approche en matière de gestion des mises à l'air visant nos gazoducs canadiens soient bien établis et nous permettent de nous conformer à la réglementation en vigueur, le respect de ces modifications entraînera des coûts d'exploitation supplémentaires. Nous continuerons de peaufiner nos stratégies de gestion des émissions internes et de mettre à jour les plans de conformité visant nos gazoducs canadiens pour les faire concorder avec les modifications réglementaires.

- États-Unis – En 2023, l'USEPA a finalisé un règlement modifiant et complétant la série de règles intitulée *New Source Performance Standards* (sous-partie OOOO) portant sur les émissions de composés organiques volatils et de méthane pour le secteur pétrolier et gazier. Le règlement, intitulé « *Methane Rule* », définit des normes de performance pour les sources créées, modifiées ou reconstruites après le 6 décembre 2022 (sous-partie OOOOb) et établit des lignes directrices en matière d'émissions pour les sources qui existaient avant le 6 décembre 2022 (sous-partie OOOOc). Les postes de compression de gaz naturel américains touchés seraient tenus de se conformer à ce règlement, et les coûts de conformité devraient dorénavant être intégrés à ceux des installations nouvelles et modifiées. Les normes de la sous-partie OOOOc s'appliqueraient à un plus grand nombre d'installations existantes, mais leurs répercussions seraient assujetties aux exigences des lignes directrices en matière d'émissions proposées par les États et aux dates butoirs réelles, qui varient en fonction de l'État et/ou de l'emplacement et qui n'ont pas encore été publiées. En juillet 2025, l'USEPA a publié un règlement final intérimaire (*Interim Final Rule*, ou « IFR ») qui reporte plusieurs dates butoirs pour la conformité aux termes des sous-parties OOOOb et OOOOc. L'IFR stipule également que l'USEPA pourrait apporter d'autres modifications de fond au *Methane Rule* dans le cadre d'un processus de réexamen distinct. Grâce au report de ces dates butoirs, les exploitants et les États disposent désormais de délais plus pratiques pour tout planifier et mettre en œuvre, et l'USEPA aura le temps de mettre à exécution son projet de réexamen du *Methane Rule*. Certains États, comme l'État de New York, la Pennsylvanie, le Maryland et la Californie, ont adopté de façon indépendante leurs propres règlements sur les émissions de méthane. TC Énergie surveille de près l'évolution de ce dossier dans la mesure où cela s'applique à ses activités.
- Mexique – En 2018, l'agence responsable de la sécurité, de l'énergie et de l'environnement (la *Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente*, ou « ASEA ») a publié des lignes directrices pour la prévention et le contrôle des émissions de méthane attribuables au secteur des hydrocarbures afin de réduire de 40 % à 45 % les émissions de méthane de ce secteur d'activité d'ici 2025. Conformément aux exigences des lignes directrices, TC Énergie a élaboré et mis en œuvre un programme exhaustif de prévention et de contrôle des émissions de méthane pour ses installations mexicaines, qu'elle suit depuis 2020.
- **Norme sur les gazoducs terrestres (Mexique)** : En septembre 2025, l'ASEA a remplacé la NOM-007-ASEA-2016 par la NOM-020-ASEA-2024 afin de réglementer la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des gazoducs terrestres. La norme, qui entrera en vigueur le 28 février 2026, impose des obligations supplémentaires en ce qui a trait à l'exploitation, à l'entretien, aux inspections, à la documentation et aux audits aux fins du renouvellement et du maintien des permis. Nous sommes en train de mettre à jour nos processus de conception et de construction de pipelines en conséquence. Nous ne prévoyons pas que cette norme aura une incidence significative sur nos activités au Mexique.
- **Obligations d'information en matière de durabilité (plusieurs territoires)** : Diverses obligations d'information en matière de durabilité (y compris sur des sujets relatifs au climat) sont en cours de publication dans les territoires où nous exerçons nos activités. Nous continuons de surveiller l'évolution de ces dossiers et d'adapter nos informations à fournir en matière de durabilité en fonction de ces obligations nouvelles et attendues. Nos informations à fournir en matière de durabilité à l'échelle de l'entreprise, y compris une section consacrée aux informations liées au climat à fournir, se trouvent dans notre Rapport sur la durabilité annuel.
- États-Unis – Les projets de loi du Sénat californien SB-253 et SB-261 exigent de certaines sociétés américaines exerçant des activités en Californie qu'elles fournissent des informations concernant respectivement leurs émissions de GES et leurs risques financiers liés au climat. Les entités qui entrent dans le champ d'application du SB-261 devaient préparer un rapport sur les risques financiers liés au climat d'ici le 1^{er} janvier 2026; toutefois, l'application du SB-261 a été suspendue en attendant que le tribunal fédéral rende une décision dans ce dossier litigieux. L'applicabilité à TC Énergie est en cours d'évaluation.
- Mexique – Aux termes des normes d'information sur la durabilité (*Normas de Información de Sostenibilidad*, ou « NIS »), 30 indicateurs de durabilité portant sur divers aspects environnementaux, sociaux et de gouvernance doivent être présentés pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2025. Ces obligations s'appliqueront à certaines entités mexicaines de TC Énergie conformément aux exigences des normes financières.

Politiques à venir

- **Tarification du carbone (Canada)** : En décembre 2025, ECCC a publié un document de discussion portant sur d'éventuelles mises à jour visant à renforcer le modèle fédéral de tarification du carbone issu des émissions industrielles, établissant ainsi les exigences minimales pour les systèmes provinciaux. En général, ces systèmes exigent que les installations réglementées réduisent leurs émissions en deçà d'une valeur de référence d'intensité, ce qui entraîne des obligations en matière de génération de crédits d'émission ou en matière de conformité. Les mises à jour proposées comprennent des changements à la couverture et à la portée, à diverses trajectoires de conformité et aux exigences relatives à la présentation de rapports destinés au public. Elles visent à assurer que les systèmes de tarification du carbone industriel soient plus cohérents, efficaces et performants à l'échelle du pays. À l'heure actuelle, les activités de TC Énergie sont assujetties à plusieurs systèmes de tarification du carbone soumis aux exigences minimales fédérales. Nous surveillerons l'évolution de ce dossier, en évaluerons les répercussions potentielles et collaborerons au besoin avec ECCC.
- **Nouvelles orientations de la politique énergétique (Mexique)** : À la fin de 2025, le Mexique a publié les nouvelles orientations de sa politique énergétique, qui s'inscrit dans un cadre d'action plus large, incluant notamment son plan 2025-2030 pour le secteur énergétique (*Programa Sectorial de Energía*, ou « PROSENER ») et d'autres documents officiels. Le cadre régissant la politique énergétique influe sur la mise en œuvre des politiques climatiques au pays, la vision à long terme en ce qui a trait au gaz naturel et l'intégration d'objectifs sociaux. Il balise également l'élaboration de nouveaux règlements. Le PROSENER propose plus précisément de viser une réduction supplémentaire des émissions (y compris de méthane) grâce à une efficacité énergétique accrue, à des innovations technologiques ainsi qu'à la construction de nouvelles infrastructures énergétiques et à la modernisation des infrastructures existantes. Nous continuerons de surveiller l'évolution de ces politiques et de fournir aux ministères concernés, le cas échéant, nos commentaires sur le sujet.
- **Plafond sur les émissions du secteur pétrolier et gazier (Canada)** : En 2024, ECCC a publié un projet de règlement visant à plafonner les émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier. Le projet de règlement instaure un système de plafonnement et d'échange visant à réduire, dès 2030, les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, qui couvre les activités en amont et la production de GNL. Bien que les pipelines soient exclus du projet de règlement, il pourrait y avoir des effets en cascade et des conséquences inattendues sur notre secteur Gazoducs – Canada. Le projet de règlement devait être finalisé en 2025, mais en vertu du protocole d'accord entre le Canada et Alberta signé en novembre 2025, le gouvernement du Canada s'est engagé à ne pas procéder à sa mise en œuvre.
- **Mise à jour sur le programme TIER (Alberta, Canada)** : En décembre 2025, le gouvernement albertain a publié un décret visant à instaurer une nouvelle trajectoire de conformité permettant de reconnaître certains investissements dans la réduction des émissions sur place à hauteur d'au plus 90 % des obligations en matière de conformité, ce qui permettrait aux installations qui sont sous le seuil d'émissions réglementaires et qui participent actuellement au programme de réduction des émissions TIER d'opter pour ne plus verser de paiements dans le fonds du TIER ou de retirer leurs instruments de mise en conformité au programme TIER. Selon le protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta signé en novembre 2025, d'autres changements pourraient être proposés en ce qui a trait au prix du carbone, aux augmentations tarifaires et aux points de référence en matière de performance du programme TIER. Étant donné que ces changements sont susceptibles d'avoir une incidence sur le marché des crédits de carbone, leurs effets pourraient avoir des répercussions différentes sur nos gazoducs canadiens traversant le territoire albertain et sur nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques. Nous continuerons de surveiller et d'évaluer les répercussions opérationnelles et financières du nouvel accord sur la tarification du carbone conclu avec le gouvernement du Canada à mesure que nous obtiendrons des précisions.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés à différents risques financiers, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par la société et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par notre conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques, d'audit interne et des secteurs d'activité de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect des politiques et procédures de gestion des risques et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur notre résultat, sur nos flux de trésorerie et sur la valeur de nos actifs et passifs financiers. Nous évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché peuvent inclure les suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer notre exposition au risque de marché découlant des activités de gestion du risque lié au prix des produits de base qui touche nos activités à tarifs non réglementés :

- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel, nous concluons des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. Afin de gérer notre exposition au risque découlant de ces contrats, nous avons recours à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;
- pour ce qui est de notre entreprise de production d'électricité, nous gérons l'exposition aux fluctuations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures.

Une baisse des prix du gaz naturel ou de l'électricité pourrait entraîner une réduction des investissements dans le développement, l'expansion et la production de ces produits de base. Une diminution de la demande visant ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d'étoffer notre portefeuille d'actifs ou de renouveler nos contrats avec les expéditeurs et les clients lorsqu'ils arrivent à échéance.

Risque de taux d'intérêt

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur notre dette à court terme, y compris nos programmes de papier commercial et les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à des dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque.

Risque de change

Puisque la totalité ou la majeure partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, les variations de la monnaie américaine comparativement à la monnaie canadienne influent directement sur notre BAIIA comparable et peuvent aussi influencer sur notre résultat comparable.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires du secteur Gazoducs – Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. En conséquence, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice (de la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge (du recouvrement) d'impôts à l'état consolidé des résultats.

Nous gérons activement une partie du risque de change à l'aide de dérivés de change. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Nous avons recours à des titres d'emprunt et à des swaps de devises et de taux d'intérêt libellés en dollars US pour couvrir une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers (après impôts), selon ce qui est jugé nécessaire.

Risque de crédit lié aux contreparties

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait notamment aux éléments suivants :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie;
- les débiteurs;
- les actifs disponibles à la vente;
- la juste valeur des actifs dérivés;
- l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

Il arrive parfois que nos contreparties éprouvent des difficultés financières attribuables aux prix et à la volatilité du marché des produits de base, à l'instabilité économique ou encore à des changements politiques ou réglementaires. En plus de la surveillance active de ces situations, plusieurs facteurs viennent atténuer notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties, notamment les suivants :

- les droits et les recours contractuels, de même que le recours à des assurances financières fondées sur les contrats;
- les cadres réglementaires actuels qui régissent certaines de nos activités;
- la position concurrentielle de nos actifs et la demande visant nos services;
- le recouvrement potentiel des sommes impayées dans le cadre de faillites et de procédures semblables.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer si une perte de valeur doit être constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2025 et 2024, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit, à l'exception de la CFE, qui représentait environ 33 % de l'exposition brute. L'exposition brute correspond au montant non couvert des produits contractuels sur la durée des contrats, actualisé conformément au taux d'actualisation prévu par chaque contrat, selon le cas. À l'heure actuelle, il n'y a aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé une charge de 83 millions de dollars avant impôts sur la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (recouvrement de 22 millions de dollars en 2024). En 2025, nous avons achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans un contrat de location-vente. Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2025 et 2024. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers qui offrent des facilités de dépôt au comptant, qui fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et qui favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Notre portefeuille d'expositions au secteur financier se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Actions en justice

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice, procédures d'arbitrage et poursuites dans le cours normal des activités. Nous évaluons continuellement les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, afin de déterminer si elles répondent aux exigences en matière d'obligations d'information ou de comptabilisation d'une perte éventuelle. Se reporter à la note 30 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2025 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2025, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée à nos états financiers consolidés de 2025.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2025 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucune modification n'a été apportée qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser nos états financiers consolidés, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Se reporter à la note 2 « Conventions comptables » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Contrats de location-vente

Nous avons déterminé que le gazoduc Southeast Gateway serait classé à titre de contrat de location-vente conclu entre TGNH et la CFE. Aux termes d'un contrat de location-vente, nous décomptabilisons l'actif sous-jacent et inscrivons un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué.

Pour comptabiliser l'investissement net dans un contrat de location, nous avons dû formuler une estimation de la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway à la date de début du contrat de location. Les gazoducs de TGNH, qui comprennent le gazoduc Southeast Gateway, sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. Ainsi, nous avons exercé notre jugement afin de déterminer si, à la passation du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapprochait de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapprochait de la valeur comptable résiduelle à la fin de la durée du contrat de location. Nous avons estimé que si les actifs étaient achetés à leur valeur comptable, ils généreraient un rendement pour l'acheteur correspondant aux attentes actuelles des intervenants du marché.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous pouvons évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs, notamment la conjoncture macroéconomique, l'état du secteur et du marché, les facteurs liés au coût, les résultats financiers passés et prévus, ou des événements ayant touché spécifiquement l'unité d'exploitation en cause. Si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de nos unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, nous comparons la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation qui constitue une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise aux fins du calcul du gain ou de la perte sur cession. Le montant de l'écart d'acquisition cédé est établi d'après les justes valeurs relatives de l'entreprise qui sera cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée.

Nous déterminons la juste valeur d'une unité d'exploitation en fonction de nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des tarifs de transport, de l'offre et de la demande sur le marché, des occasions de croissance, des niveaux de production, de la concurrence livrée par d'autres sociétés, des coûts d'exploitation, des modifications d'ordre réglementaire, des taux d'actualisation, des multiples cours/bénéfice et d'autres multiples.

L'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable de l'unité d'exploitation Great Lakes était inférieur à 10 % à la date de notre dernier test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. Toute réduction future des prévisions des flux de trésorerie ou tout changement défavorable apporté à d'autres hypothèses clés pourrait entraîner une dépréciation future de notre écart d'acquisition.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, nous avons évalué, au 31 décembre 2025, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes pour toutes nos unités d'exploitation, à l'exception de l'unité d'exploitation Columbia, dont il est question ci-après. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Columbia

Nous avons choisi de réaliser directement un test de dépréciation quantitatif annuel, au 31 décembre 2025, de l'écart d'acquisition d'un montant de 10 082 millions de dollars (7 351 millions de dollars US) afférent à l'unité d'exploitation Columbia en raison du règlement visant Columbia Gas. Pour obtenir la juste valeur, nous avons eu recours à un modèle des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions en matière de flux de trésorerie futurs et sur un multiple d'évaluation, et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque faisant appel à des estimations et des jugements importants. L'évaluation de la juste valeur est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia au 31 décembre 2025 était supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

INSTRUMENTS FINANCIERS

À l'exception des titres d'emprunt à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, les instruments financiers dérivés et non dérivés de la société sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques et ceux-ci sont classés comme instruments détenus à des fins de transaction afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, devraient être remboursés ou recouvrés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Présentation au bilan des instruments dérivés

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
Autres actifs à court terme	438	347
Autres actifs à long terme	161	122
Créditeurs et autres	(380)	(507)
Autres passifs à long terme	(149)	(209)
	70	(247)

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

au 31 décembre 2025	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
(en millions de dollars)					
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	116	41	64	31	(20)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture	(46)	16	30	(76)	(16)
	70	57	94	(45)	(36)

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latents au cours de l'exercice			
Produits de base	25	(71)	132
Change	210	(266)	246
Taux d'intérêt	—	(71)	—
Gains (pertes) réalisés de l'exercice			
Produits de base	(10)	199	192
Change	142	(152)	155
Taux d'intérêt	8	29	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice			
Produits de base	24	33	(2)
Change	10	—	—
Taux d'intérêt	(30)	(52)	(43)

- 1 Les gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus à leur montant net dans les produits à l'état consolidé des résultats. Les gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus à leur montant net aux postes « (Gains) pertes de change, montant net » et « Intérêts débiteurs », respectivement, à l'état consolidé des résultats.
- 2 En 2025, des gains latents de 2 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 6 millions de dollars en 2024; néant en 2023).

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2025 de la société.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

Coastal GasLink LP

Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP et nous assurons l'exploitation du gazoduc Coastal GasLink.

Nous avons conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle nous accordons des prêts non renouvelables portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché. En décembre 2024, après la mise en service commerciale du gazoduc, Coastal GasLink LP a remboursé l'encours de 3 147 millions de dollars à payer à TC Énergie aux termes de la convention de prêt subordonné. Au 31 décembre 2025, le montant total qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par Coastal GasLink LP s'établissait à 163 millions de dollars (228 millions de dollars au 31 décembre 2024).

Nous avons également conclu, avec Coastal GasLink LP, une convention régissant la facilité de crédit subordonnée renouvelable qui procure des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins des projets en cours de construction.

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova relative à la propriété du gazoduc Sur de Texas qu'exploite TC Énergie. Le 15 décembre 2025, TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V. (« TCEM ») a obtenu une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée lui permettant de prélever, auprès de la coentreprise, des fonds portant intérêt à un taux variable. Cette facilité est plafonnée à 270 millions de dollars US et vient à échéance en décembre 2028. Au 31 décembre 2025, le montant qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par TCEM s'établissait à 259 millions de dollars (189 millions de dollars US) et l'encours du prêt se chiffrait à 111 millions de dollars (81 millions de dollars US).

MODIFICATIONS COMPTABLES

Pour une description de nos principales conventions comptables et un résumé des modifications des conventions et des normes comptables ayant une incidence sur nos activités, il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » et à la note 3 « Modifications comptables » des états financiers consolidés de 2025 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2025				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits découlant des activités poursuivies	4 168	3 704	3 744	3 623
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	980	609	833	978
découlant des activités poursuivies	959	813	862	978
découlant des activités abandonnées	21	(204)	(29)	—
Résultat comparable¹	1 018	805	848	983
découlant des activités poursuivies	1 018	805	848	983
découlant des activités abandonnées	—	—	—	—
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	0,58 \$	0,80 \$	0,94 \$
découlant des activités poursuivies	0,92 \$	0,78 \$	0,83 \$	0,94 \$
découlant des activités abandonnées	0,02 \$	(0,20) \$	(0,03) \$	—
Résultat comparable par action ordinaire¹	0,98 \$	0,77 \$	0,82 \$	0,95 \$
découlant des activités poursuivies	0,98 \$	0,77 \$	0,82 \$	0,95 \$
découlant des activités abandonnées	—	—	—	—
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,85 \$	0,85 \$	0,85 \$	0,85 \$

1 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 23.

2024				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits découlant des activités poursuivies	3 577	3 358	3 327	3 509
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	971	1 457	963	1 203
découlant des activités poursuivies	1 069	1 338	804	988
découlant des activités abandonnées ¹	(98)	119	159	215
Résultat comparable²	1 094	1 074	978	1 284
découlant des activités poursuivies	1 094	894	822	1 055
découlant des activités abandonnées ¹	—	180	156	229
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	1,40 \$	0,93 \$	1,16 \$
découlant des activités poursuivies	1,03 \$	1,29 \$	0,78 \$	0,95 \$
découlant des activités abandonnées ¹	(0,09) \$	0,11 \$	0,15 \$	0,21 \$
Résultat comparable par action ordinaire²	1,05 \$	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$
découlant des activités poursuivies	1,05 \$	0,86 \$	0,79 \$	1,02 \$
découlant des activités abandonnées ¹	—	0,17 \$	0,15 \$	0,22 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire³	0,8225 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024.

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 23.

3 Les dividendes déclarés depuis le quatrième trimestre de 2024 reflètent leur affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteurs

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur. Outre les facteurs mentionnés ci-après, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) de la société sont tributaires des fluctuations des taux de change, particulièrement à l'égard des activités libellées en dollars US et de l'exposition au peso mexicain de la société.

Comme il est indiqué à la page 10 de la section « Au sujet de la présente publication », les résultats du secteur Pipelines de liquides sont comptabilisés à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Afin de permettre une comparaison qui ait un sens, les analyses dans la présente rubrique sur les résultats trimestriels sont fondées sur les activités poursuivies, à moins d'indication contraire. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Dans le secteur Gazoducs, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des activités de commercialisation du gaz naturel et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal des activités;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des provisions pour pertes sur créances au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des activités de commercialisation et de négociation de la production d'électricité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des faits nouveaux hors du cours normal des activités;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestres

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Se reporter la page 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du quatrième trimestre de 2025 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars au titre de certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre le développement et de la mise à jour de nos hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 47 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 4 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du troisième trimestre de 2025 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 87 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 12 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2025 sont également exclus :

- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 132 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge avant impôts de 93 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du premier trimestre de 2025 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 3 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 2 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du quatrième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars lié à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au remboursement des billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024;
- des gains de change latents nets avant impôts de 143 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants à la suite de la scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars au titre d'un projet du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre le développement et de la mise à jour de nos hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- une charge avant impôts de 9 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du troisième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars lié à la vente de PNGTS menée à terme en août 2024;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 52 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain avant impôts de 48 millions de dollars découlant de la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Canada;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 3 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- des coûts avant impôts de 10 millions de dollars au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du premier trimestre de 2024 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 55 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 21 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2025

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024
Gazoducs – Canada	564	506
Gazoducs – États-Unis	1 110	918
Gazoducs – Mexique	377	214
Énergie et solutions énergétiques	136	276
Siège social	1	(16)
Total du bénéfice sectoriel (des pertes sectorielles)	2 188	1 898
Intérêts débiteurs	(873)	(679)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	36	233
Gains (pertes) de change, montant net	15	(69)
Intérêts créditeurs et autres	58	120
Bénéfice (perte nette) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 424	1 503
(Charge) recouvrement d'impôts lié(e) aux activités poursuivies	(263)	(223)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 161	1 280
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Bénéfice net (perte nette)	1 182	1 182
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(167)	(183)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 015	999
Dividendes sur les actions privilégiées	(35)	(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	980	971
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	0,94 \$
découlant des activités poursuivies	0,92 \$	1,03 \$
découlant des activités abandonnées	0,02 \$	(0,09) \$

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
Montants attribuables aux actions ordinaires		
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 161	1 280
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	(167)	(183)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	994	1 097
Dividendes sur les actions privilégiées	(35)	(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	959	1 069
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	980	971

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies a diminué de 110 millions de dollars, ou 0,11 \$ par action ordinaire, par rapport à celui de la même période en 2024.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable — activités poursuivies

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	959	1 069
Postes particuliers (avant impôts) :		
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	110	36
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ¹	47	(143)
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique ²	(4)	(3)
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt ³	—	(228)
Coûts liés au projet Focus ⁴	—	9
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(4)	(2)
Activités de gestion des risques ⁵	(87)	301
Impôts sur des postes particuliers⁶	(3)	55
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	1 018	1 094
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,92 \$	1,03 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,06	0,02
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,98 \$	1,05 \$

- En 2023, TCPL et TGNH ont contracté une facilité de crédit renouvelable non garantie. Bien que le prêt et l'emprunt soient éliminés lors de la consolidation, les différences de monnaie de présentation de chacune des entités font en sorte que le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion de ces soldes dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que les gains et les pertes de change latents en résultant ne reflètent pas les montants qui seront réalisés au règlement, nous les excluons des mesures comparables, déduction faite des participations sans contrôle.
- Nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui fluctuera d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des hypothèses économiques et de l'information prospective. Cette provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, et nous avons donc exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.
- En octobre 2024, TCPL a entrepris et achevé nos offres publiques d'achat en trésorerie visant l'achat et l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme à un escompte moyen pondéré de 7,73 %. De plus, nous avons remboursé les billets remboursables sur demande en circulation à leur valeur nominale. Ces extinctions de dettes ont donné lieu à un gain net avant impôts de 228 millions de dollars, principalement en raison des escomptes de juste valeur et des frais d'émission de titres d'emprunt non amortis. Le gain net à l'extinction de titres d'emprunt a été comptabilisé au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats. Il y a lieu de se reporter à la note 19 « Dette à long terme » de nos états financiers consolidés de 2025 pour obtenir des précisions.
- En 2024, nous avons comptabilisé les charges liées au projet Focus qui se rapportaient à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
Gazoducs – États-Unis	(8)	(37)
Installations énergétiques au Canada	56	17
Installations énergétiques aux États-Unis	5	(2)
Stockage de gaz naturel	(8)	(20)
Taux d'intérêt	1	(71)
Change	41	(188)
	87	(301)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(21)	72
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	66	(229)

- Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable — activités poursuivies

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies		
Gazoducs – Canada	961	851
Gazoducs – États-Unis	1 388	1 200
Gazoducs – Mexique	397	234
Énergie et solutions énergétiques	217	341
Siège social	1	(7)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 964	2 619
Amortissement	(719)	(639)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(874)	(836)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	36	233
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	29	(44)
Intérêts créditeurs et autres	58	120
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(266)	(168)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(175)	(163)
Dividendes sur les actions privilégiées	(35)	(28)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	1 018	1 094
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,98 \$	1,05 \$

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison du quatrième trimestre de 2025 et du quatrième trimestre de 2024

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 décembre 2025 a été supérieur de 345 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis, qui est attribuable à une augmentation du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, aux ventes contractuelles supplémentaires et à l'accroissement du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique, qui s'explique surtout par le résultat accru de TGNH se rapportant surtout à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation de la charge d'impôts ayant découlé principalement de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- la hausse du BAIIA du secteur Gazoducs – Canada, qui a découlé surtout de l'augmentation de l'amortissement transférable et des revenus au titre des incitatifs pour le réseau de NGTL et le réseau principal;
- la baisse du BAIIA du secteur Énergie et solutions énergétiques, qui est principalement imputable aux apports nets inférieurs de Bruce Power du fait du recul de la production attribuable surtout au programme de RCP du réacteur 4, facteur en partie contré par le prix contractuel plus élevé, ainsi qu'à la baisse des prix de l'électricité réalisés par les installations énergétiques au Canada, compensée en partie par la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires;
- l'incidence négative de l'affaiblissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens équivalents du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US, qui a été converti au taux de 1,39 en 2025, contre 1,40 en 2024. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont l'amortissement, les charges financières et les impôts sur le bénéfice, les variations de ces coûts influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison du quatrième trimestre de 2025 et du quatrième trimestre de 2024

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2025 a été inférieur de 76 millions de dollars, soit 0,07 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison surtout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway;
- l'accroissement de la charge d'impôts attribuable surtout à l'incidence de l'exposition au change au Mexique et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la hausse de l'amortissement découlant surtout à l'augmentation des taux d'amortissement pour le réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL et pour Columbia Gas aux termes du règlement visant Columbia Gas;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres en raison de l'augmentation des provisions liées à l'assurance et de la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la diminution des gains réalisés sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de taux d'intérêt, à la hausse des emprunts à court terme ainsi qu'à l'émission et à l'échéance de titres d'emprunt à long terme;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement attribuable à l'augmentation du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et de Columbia Gulf, facteur contrebalancé en partie par l'incidence nette de l'augmentation de la charge d'impôts, à la hausse du BAIIA et à la diminution de la provision de TGNH pour les fonds utilisés pendant la construction à la suite de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, ainsi qu'à l'incidence globale du change;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre risque de change relatif aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US et la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Une partie de l'exposition restante est gérée activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2025, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Éléments des produits et charges libellés en dollars US, avant impôts — activités poursuivies

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars US)	2025	2024
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	996	859
Gazoducs au Mexique	285	167
	1 281	1 026
Amortissement	(211)	(191)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(434)	(440)
Intérêts créditeurs et autres	22	51
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	16	159
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(127)	(125)
	547	480
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars canadiens	1,39	1,40

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable, puisqu'une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs aux gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, ce qui donne lieu à des gains et pertes de change qui sont pris en compte dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, dans les (gains) pertes de change, montant net et dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé des résultats.

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à une charge d'impôts libellée en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent.

Les expositions qui précèdent sont gérées au moyen d'instruments dérivés de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste. L'incidence des dérivés portant sur le taux de change est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé des résultats. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » pour un complément d'information.

Les taux de change en vigueur à la fin de la période, pour un dollar US converti en pesos mexicains, étaient les suivants :

31 décembre 2025	18,00
31 décembre 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91

Le tableau suivant résume l'incidence des gains et pertes de change transactionnels découlant des fluctuations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US et des dérivés connexes :

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
BAILA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(12)	30
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	36	(21)
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(13)	27
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	—	(3)
	11	33

- 1

Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.
- 2

Représente la portion attribuable aux participations sans contrôle relative à TGNH. Se reporter à la section « Siège social » pour un complément d'information.

Points saillants par secteurs

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 comparativement à la période correspondante de 2024.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'accroissement des revenus au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL est actuellement exploité aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter davantage les taux d'amortissement grâce à un incitatif si les tarifs baissent sous le seuil précisé ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi des mécanismes incitatifs visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, tout en procurant des incitatifs relatifs à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des réductions de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avantageux avec nos clients.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada s'est accru de 110 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison de :

- la hausse de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que l'accroissement des revenus au titre des incitatifs relativement au réseau de NGTL et du réseau principal au Canada.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a été supérieur de 52 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, ce qui reflète surtout la hausse des taux d'amortissement s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL et l'augmentation des actifs mis en service au sein du réseau principal au Canada.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis augmenté de 192 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 comparativement à la période correspondante de 2024 et il tient compte des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

L'affaiblissement du dollar US pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a eu une incidence défavorable sur le bénéfice sectoriel équivalent libellé en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US par rapport à la période correspondante de 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a augmenté de 137 millions de dollars US par rapport à la période correspondante de 2024 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} avril 2025 conformément au règlement visant Columbia Gas. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – États-Unis » pour un complément d'information;
- le résultat supplémentaire tiré des projets mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à GTN;
- la croissance du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges plus élevées;
- la diminution du résultat en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a été supérieur de 19 millions de dollars US à celui de la période correspondante de 2024 sous l'effet surtout des nouveaux projets mis en service et des changements apportés aux taux d'amortissement aux termes du règlement visant Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 163 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, et il tient compte d'un recouvrement de 4 millions de dollars (recouvrement de 3 millions de dollars en 2024) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

L'affaiblissement du dollar US au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2025 a eu une incidence défavorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US par rapport aux périodes correspondantes de 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 118 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024 en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat de TGNH attribuable à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement attribuable à l'effet du change à la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain et à la charge d'impôts plus élevée en raison surtout de l'effet du change sur les passifs libellés en dollars US. Se reporter à la rubrique « Résultats de Sur de Texas » pour un complément d'information.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 est demeuré généralement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2024. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service sont décomptabilisés des immobilisations corporelles et inscrits au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

Énergie et solutions énergétiques

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a reculé de 140 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars en 2025 (36 millions de dollars en 2024) se rapportant à certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre le développement et de la mise à jour de nos hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- notre quote-part des gains et des pertes latents de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs au départ à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire le risque lié aux prix des produits de base auquel nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des apports de Bruce Power, en raison de la réduction de la production attribuable au RCP du réacteur 4, à l'interruption prévue du réacteur 2 au quatrième trimestre de 2025 et à l'augmentation des coûts d'exploitation, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation du prix contractuel. Se reporter à la rubrique « Résultats de Bruce Power » pour un complément d'information;
- les résultats financiers à la baisse des installations énergétiques au Canada, essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres, attribuable principalement à la baisse des coûts liés à l'expansion des affaires.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 est demeuré généralement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2024.

Siège social

Le résultat sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a augmenté de 17 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2024. La perte sectorielle pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comprenait une charge avant impôts de 9 millions de dollars se rapportant aux coûts liés au projet Focus, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social ont progressé de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, comparativement à ceux de 2024.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS – ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Facteurs influant sur l'information financière par trimestres

Dans la section présentant les résultats trimestriels, nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR qui sont décrites à la page 23. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du quatrième trimestre de 2025 sont également exclus :

- un recouvrement avant impôts de 8 millions de dollars découlant essentiellement de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du troisième trimestre de 2025 sont également exclus :

- une charge avant impôts de 196 millions de dollars découlant essentiellement de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du deuxième trimestre de 2025 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 29 millions de dollars au titre de notre estimation des recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du quatrième trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge avant impôts de 85 millions de dollars découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission, dont une tranche de 75 millions de dollars a été comptabilisée dans le bénéfice sectoriel et une tranche de 10 millions de dollars dans les intérêts créditeurs;
- une charge avant impôts de 37 millions de dollars au titre de notre estimation des coûts supplémentaires éventuels liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Ce montant représente notre quote-part de 86 % conformément aux dispositions d'indemnisation de la convention de scission;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du troisième trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge avant impôts de 67 millions de dollars découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- une charge avant impôts de 21 millions de dollars afférente à la cession d'actifs et aux activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge avant impôts de 15 millions de dollars découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du deuxième trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge avant impôts de 29 millions de dollars découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du premier trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge avant impôts de 16 millions de dollars découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission.

Résultats découlant des activités abandonnées

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(6)	(109)
Intérêts créditeurs et autres	14	(10)
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant impôts	8	(119)
(Charge) recouvrement d'impôts	13	21
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées - de base	0,02 \$	(0,09) \$

Le bénéfice net découlant des activités abandonnées, après impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 21 millions de dollars, soit 0,02 \$ par action ordinaire (perte nette de 98 millions de dollars, soit une perte de 0,09 \$ par action ordinaire, en 2024), en hausse de 119 millions de dollars, soit 0,11 \$ par action ordinaire.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts, et du résultat comparable découlant des activités abandonnées

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Postes particuliers (avant impôts) :		
Règlement avec South Bow ¹	(8)	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	—	85
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	—	37
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(3)
Impôts sur les postes particuliers	(13)	(21)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	—
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,02 \$	(0,09) \$
Postes particuliers (après impôts)	(0,02)	0,09
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	—

1 Recouvrement de 8 millions de dollars avant impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 découlant de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

Glossaire

Unités de mesure

Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Moyenne des actifs en service, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
CALT	Compte d'ajustement à long terme
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
ESG	Questions environnementales, sociales et de gouvernance
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CNE	Comisión Nacional de Energía (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energía, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
IFRS S2	Normes IFRS S2, Informations à fournir en lien avec les changements climatiques.
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
REC	Régie de l'énergie du Canada
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SENER	Secretaría de Energía ou ministère de l'Énergie du Mexique
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (Ontario)
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TCFD	Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques
TNFD	Groupe de travail sur l'information financière liée à la nature
TSX	Bourse de Toronto