

TC Énergie présente de solides résultats pour le premier trimestre de 2025

Mise en service prévue de projets d'environ 8,5 milliards de dollars en 2025, à des coûts environ 15 % sous le budget
Annonce de nouveaux projets de croissance de production de gaz naturel et d'énergie nucléaire de 2,4 milliards de dollars

CALGARY (Alberta) – Le 1^{er} mai 2025 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le premier trimestre. « Comme il est prévu que le gaz naturel et l'électricité stimuleront la majeure partie de la croissance de la consommation énergétique ultime jusqu'en 2035, nous avons le plaisir d'annoncer deux nouveaux projets de croissance qui représentent des investissements stratégiques dans l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord. Nous avons approuvé le projet Northwoods sur notre réseau d'ANR, qui est destiné à répondre à la demande de production d'électricité dans le Midwest des États-Unis, y compris les centres de données et la croissance économique globale », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Nous avons approuvé le programme de remplacement des composantes principales du réacteur 5 à Bruce Power, ce qui illustre notre engagement envers la création de valeur à long terme au moyen d'investissements dans la production d'énergie nucléaire de grande qualité et sans émissions. Soutenus par des contrats à long terme conclus avec des contreparties crédibles selon des multiples de la construction¹ avantageux, ces projets mettent collectivement en lumière notre stratégie disciplinée ainsi que notre capacité à saisir des occasions à valeur élevée et à faibles risques dans l'ensemble de notre portefeuille. »

Points saillants financiers

(Tous les montants sont non audités et en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Résultats financiers découlant des activités poursuivies² pour le premier trimestre de 2025 :
 - résultat comparable³ de 1,0 milliard de dollars, ou de 0,95 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,1 milliard de dollars, ou 1,02 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2024;
 - bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,0 milliard de dollars, ou de 0,94 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,0 milliard de dollars, ou 0,95 \$ par action ordinaire, pour le premier trimestre de 2024;
 - BAIIA comparable² de 2,7 milliards de dollars, ce qui est semblable à celui du premier trimestre de 2024;
 - bénéfice sectoriel de 2,0 milliards de dollars, contre 1,9 milliard de dollars pour le premier trimestre de 2024.
- Confirmation des perspectives pour 2025
 - le **BAIIA comparable** devrait s'établir entre 10,7 à 10,9 milliards de dollars⁴;
 - les perspectives à l'égard du **résultat comparable par action ordinaire** n'ont pas changé par rapport à celles présentées dans notre rapport annuel de 2024, et celui-ci devrait être inférieur à celui de 2024;

¹ Le multiple de la construction est un ratio non conforme aux PCGR calculé en divisant les dépenses en immobilisations par le BAIIA comparable. Veuillez prendre note que notre méthode de calcul du multiple de la construction pourrait différer des méthodes utilisées par d'autres entités. Par conséquent, il pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR et les mesures financières supplémentaires, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures financières supplémentaires » du présent communiqué de presse.

² Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées après la scission.

³ Le BAIIA comparable, le résultat comparable et le résultat comparable par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR utilisées tout au long du présent communiqué de presse. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice sectoriel, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net par action ordinaire sont respectivement les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables. Le bénéfice sectoriel ne fait pas l'objet de prévisions. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse.

⁴ Selon un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,35.

- les **dépenses en immobilisations** brutes devraient s'établir entre 6,1 et 6,6 milliards de dollars, tandis que les dépenses en immobilisations nettes¹ devraient se situer entre 5,5 et 6,0 milliards de dollars.
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,85 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2025.

Points saillants en matière d'exploitation

- Le secteur Gazoducs – Canada a effectué des livraisons moyennes de 27,6 Gpi³/j, en hausse de 8 % par rapport au premier trimestre de 2024.
 - Le réseau de NGTL a établi un nouveau record de livraisons totales de 17,8 Gpi³ le 18 février 2025.
 - Les réceptions moyennes du réseau principal au Canada se sont établies à 5,0 Gpi³/j, en hausse de 14 % par rapport au premier trimestre de 2024.
- Le secteur Gazoducs – États-Unis a généré des débits quotidiens moyens de 31,0 Gpi³/j, en hausse de 5 % par rapport au premier trimestre de 2024.
 - GTN a établi un nouveau record absolu de 3,2 Gpi³ le 19 février 2025.
 - Les livraisons moyennes aux installations de GNL se sont établies à 3,5 Gpi³/j, en hausse de 5 % par rapport au premier trimestre de 2024.
- Le secteur Gazoducs – Mexique a généré des débits moyens de 3,1 Gpi³/j, en hausse de 6 % par rapport au premier trimestre de 2024.
 - Atteinte d'un débit quotidien record de 4,1 Gpi³ le 31 mars 2025.
- La capacité disponible de Bruce Power a été de 87 % au premier trimestre de 2025, compte tenu de la mise à l'arrêt prévue du réacteur 5.
- Les centrales de cogénération ont atteint une capacité disponible de 98,6 % au premier trimestre de 2025, grâce au nombre réduit d'arrêts d'exploitation forcés et à la réalisation fructueuse des arrêts prévus pour le printemps en avance sur le calendrier.

Points saillants relatifs aux projets

- Le gazoduc Southeast Gateway est prêt à être mis en service. La CFE a approuvé notre taux contractuel et accepté toutes les exigences de mise en service. L'approbation de nos tarifs réglementés par la Comisión Nacional de Energía (la « CNE ») devrait être obtenue avant la fin de mai, et nous prévoyons que la mise en service du gazoduc Southeast Gateway aura lieu à ce moment. Même si 100 % de notre capacité est accordée à la CFE aux termes de contrats et que nous n'avons aucune demande pour des services interruptibles, l'approbation des tarifs réglementés par la CNE s'inscrit dans le cours normal des activités avant la mise en service. Le gazoduc de 715 kilomètres d'une capacité de 1,3 Gpi³/j a été construit à un coût inférieur d'environ 13 % à l'estimation initiale et en moins de trois ans depuis la décision d'investissement finale.
- L'approbation du projet Northwoods a été donnée, soit un projet d'expansion de notre réseau d'ANR devant fournir une capacité de 0,4 Gpi³/j destinée à 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. Le projet devrait être mis en service vers la fin de 2029 et son coût estimatif s'élève à environ 0,9 milliard de dollars US. Il devrait permettre d'obtenir un multiple de la construction avantageux se situant dans une fourchette de 5 à 7 fois.
- La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») de l'Ontario a approuvé l'estimation définitive du coût et du calendrier du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 5 le 2 avril 2025. Le RCP du réacteur 5 de 1,1 milliard de dollars devrait commencer au quatrième trimestre de 2026, en vue d'une remise en service vers le début de 2030.
- ANR et GLGT ont chacune déposé des dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 auprès du FERC pour demander une augmentation de leurs tarifs maximums de transport respectifs qui devraient entrer 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.

¹ Les dépenses en immobilisations nettes sont ajustées pour tenir compte de la part attribuable aux participations sans contrôle et elles constituent une mesure financière supplémentaire utilisée tout au long du présent communiqué de presse. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR et les mesures financières supplémentaires, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures financières supplémentaires » du présent communiqué de presse.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Bénéfice		
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies par action ordinaire – de base	978 0,94 \$	988 0,95 \$
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)		
Gazoducs – Canada	516	501
Gazoducs – États-Unis	1 109	1 043
Gazoducs – Mexique	211	212
Énergie et solutions énergétiques	135	252
Siège social	(5)	(61)
Total du bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 966	1 947
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies		
Gazoducs – Canada	890	846
Gazoducs – États-Unis	1 367	1 306
Gazoducs – Mexique	233	214
Énergie et solutions énergétiques	224	320
Siège social	(5)	(16)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 709	2 670
Amortissement	(678)	(635)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(840)	(780)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	248	157
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(10)	43
Intérêts créditeurs et autres	51	75
(Charge) recouvrement d'impôts inclus(e) dans le résultat comparable	(292)	(281)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable	(177)	(171)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	983	1 055
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,95 \$	1,02 \$
Flux de trésorerie²		
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ³	1 359	2 042
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{3,4}	1 949	2 436
Dépenses d'investissement ⁵	1 809	1 897
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁶	—	(38)
Dividendes déclarés		
par action ordinaire	0,85 \$ ⁷	0,96 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
– moyenne pondérée de la période	1 039	1 037
– émises et en circulation à la fin de la période	1 040	1 037

1 Les résultats reflètent les activités poursuivies.

2 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

3 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pendant trois mois pour le premier trimestre de 2024 comparativement à néant pour le trimestre clos le 31 mars 2025. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

4 Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée tout au long du présent communiqué de presse. Cette mesure n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation sont la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse.

- 5 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. Se reporter à la note 4 « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.
- 6 Inclus dans les activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.
- 7 Reflète l'affectation proportionnelle à TC Énergie postérieurement à la scission.

Message du chef de la direction

Tout au long du premier trimestre de 2025, **TC Énergie a démontré la vigueur de ses activités** et affiché sa position en tant que société de premier plan du secteur du gaz naturel ainsi que de l'énergie et des solutions énergétiques. Même si la conjoncture macroéconomique changeante continue de causer de l'incertitude sur les marchés, **nous avons confirmé nos perspectives pour 2025** en nous fondant sur nos activités à faibles risques et bien encadrées par des contrats, 97 % de notre BAIIA comparable provenant de contrats à tarifs réglementés ou de contrats d'achat ferme à long terme. Nous avons dégagé d'excellents résultats d'exploitation et résultats financiers, ce qui nous a permis d'enregistrer une croissance d'environ 1 % du BAIIA comparable et du bénéfice sectoriel par rapport au premier trimestre de 2024, malgré la mise hors service d'un deuxième réacteur à Bruce Power pour son RCP. Ces résultats continuent d'illustrer la résilience globale de nos activités. Nous demeurons déterminés à maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle, à réaliser un ensemble ciblé de projets de croissance et à assurer la solidité et l'agilité financières tout en dégageant une croissance solide à faibles risques et une performance reproductible pour nos actionnaires.

Le **gazoduc Southeast Gateway** est maintenant prêt à être mis en service, ce qui représente un jalon important dans la réalisation des projets. Le gazoduc de 715 kilomètres d'une capacité de 1,3 Gpi³/j a été construit à un coût inférieur d'environ 13 % à l'estimation initiale et en moins de trois ans depuis la décision d'investissement finale du projet. Notre partenaire et client, la CFE, a approuvé notre taux contractuel et accepté toutes les exigences de mise en service. Nous collaborons avec la CNE et le secrétaire à l'Énergie afin d'obtenir l'approbation des tarifs réglementés, qui sont nécessaires pour les services interruptibles. Même si 100 % de notre capacité est accordée à la CFE aux termes de contrats et que nous n'avons aucune demande pour des services interruptibles, l'approbation des tarifs réglementés par la CNE s'inscrit dans le cours normal des activités et elle est exigée par les autorités mexicaines avant la mise en service. Nous prévoyons recevoir l'approbation de la CNE avant la fin de mai, et nous prévoyons que la mise en service du gazoduc Southeast Gateway aura lieu à ce moment. La mise en service de Southeast Gateway représente un point d'inflexion important pour TC Énergie, car celui-ci ajoutera des flux de trésorerie contractuels à long terme considérables à notre profil de croissance global. Le gouvernement du Mexique a annoncé qu'il prévoyait ajouter une puissance installée d'environ 29 gigawatts d'ici 2030, y compris une puissance d'environ 8,5 gigawatts provenant de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel¹. Le projet Southeast Gateway est une composante critique de ce plan, car il est stratégiquement positionné de manière à soutenir les activités de 10 des 14 centrales alimentées au gaz naturel qui permettront la transition du Mexique vers des sources d'énergie plus fiables et à plus faibles émissions, tout soutenant la croissance économique et la sécurité énergétique.

Comme il est prévu que le gaz naturel et l'électricité stimuleront la majeure partie de la croissance de la consommation énergétique ultime jusqu'en 2035, le portefeuille d'actifs de gaz naturel et de production d'énergie de TC Énergie présente des occasions intéressantes dans les corridors déjà exploités et une prévisibilité jusqu'à la fin de la décennie. En réponse à cette occasion, nous avons **approuvé le projet Northwoods sur notre réseau d'ANR**, selon un multiple de la construction se situant dans une fourchette de 5 à 7 fois. En vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, le projet estimé à 0,9 milliard de dollars US est destiné à soutenir la production d'électricité alimentée au gaz naturel nécessaire pour répondre à la demande dans le Midwest des États-Unis, y compris les centres de données et la croissance économique globale. La date de mise en service estimée de ce projet d'une capacité de 0,4 Gpi³/j est à la fin de 2029. Le projet Northwoods illustre notre orientation stratégique visant la réalisation de projets de grande valeur, dans les corridors existants, et à faibles risques selon des multiples de la construction avantageux, soutenus par des contrats d'achat ferme à long terme avec des contreparties solvables, ce qui nous permet de continuer à dégager une croissance solide à faibles risques ainsi qu'une performance reproductible.

En ce qui concerne l'avenir, grâce à une multiplication par trois des exportations de GNL et à une forte croissance de la production d'électricité par suite des conversions du charbon au gaz et de la demande des centres de données, nous prévoyons que nos actifs joueront un rôle essentiel dans la livraison d'une énergie fiable, abordable et durable. **Notre carnet de commandes demeure l'un des plus solides que nous ayons vus depuis des décennies**, comptant plusieurs

¹ Source : Gouvernement du Mexique – Présentation aux investisseurs de la CFE pour le quatrième trimestre de 2024.

projets à divers stades d'avancement, principalement liés aux conversions du charbon au gaz et à la croissance de la demande des centres de données. Au cours des six derniers mois, nous avons approuvé des nouveaux projets d'investissement d'environ 4 milliards de dollars et nous croyons être en mesure d'accélérer la cadence dans l'annonce de projets au deuxième semestre de 2025 et en 2026. Même si nous prévoyons que la majeure partie du capital supplémentaire sera déployé vers la fin de la décennie, nous avons prévu des dépenses en immobilisations en 2025 et en 2026 qui rehausseront le profil de croissance de notre BAIIA comparable en 2027 et par la suite, tout en nous assurant de la sécurité et de la fiabilité de nos systèmes. Ces investissements soutiennent directement les services fournis à nos clients ainsi que leurs demandes d'ajout de capacité. Conformément à notre démarche disciplinée en matière de répartition du capital, nous prévoyons que les projets seront conformes à notre objectif de multiples de la construction de 5 à 7 fois et qu'ils seront soutenus par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solides.

Comme la demande d'électricité en Ontario devrait augmenter de 75 % d'ici 2050¹, **Bruce Power** continue de jouer un rôle essentiel. Le 2 avril 2025, nous avons reçu l'approbation de l'estimation définitive du coût et du calendrier du programme de RCP du réacteur 5 par la SIERE de l'Ontario. Le RCP du réacteur 5 de 1,1 milliard de dollars devrait commencer au quatrième trimestre de 2026 en vue d'une remise en service vers le début de 2030. À mesure que nous progressons dans le programme de remise à neuf de Bruce Power, l'équipe demeure concentrée sur l'atteinte d'un niveau élevé de fiabilité, de disponibilité et de performance en matière de sécurité sur le site. 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. Les RCP des réacteurs 3 et 4 continuent de progresser selon le plan, tant en ce qui concerne le coût que le calendrier. Le pourcentage moyen de capacité disponible pour 2025, exclusion faite des programmes de RCP des réacteurs 3 et 4, devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 % et il reflète les travaux d'entretien du réacteur 2 prévus au troisième trimestre de 2025. Le programme de RCP permet à TC Énergie de planifier l'affectation d'un capital de croissance important selon des rendements intéressants jusqu'à la fin de la décennie, s'appuyant sur un contrat à long terme conclu jusqu'en 2064 avec la SIERE de l'Ontario.

Nous nous attendons toujours à ce que des projets d'environ **8,5 milliards de dollars soient mis en service en 2025**, ce qui comprend le projet de gazoduc Southeast Gateway. La réalisation de projets est l'une des pierres angulaires de nos priorités stratégiques. En ce qui a trait aux projets restants qui devraient être mis en service en 2025, nous continuons de respecter le calendrier et de maintenir les coûts sous les estimations initiales. Les projets bénéficiant d'une cote élevée demeurent une priorité pour optimiser les rendements afin de maximiser la valeur. Nous continuerons d'approuver les projets présentant un profil risque/rendement intéressant à hauteur de notre limite de dépenses en immobilisations nettes annuelles de 6,0 milliards de dollars, ainsi que de prolonger la durée de notre carnet de projets, ce qui nous permettra de détecter les occasions de croissance jusqu'en 2030. Nous pourrons ainsi continuer de réaliser une croissance interne de notre BAIIA comparable afin de soutenir l'atteinte de la cible de croissance des dividendes de 3 % à 5 %, ainsi que de réduire encore davantage notre dette au fil du temps.

Le conseil d'administration de TC Énergie a approuvé un dividende trimestriel sur les actions ordinaires de 0,85 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2025, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,40 \$ par action ordinaire.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 1^{er} mai 2025 à 6 h 30 (HAR) ou à 8 h 30 (HAE) pour discuter de nos résultats financiers du premier trimestre de 2025 et des faits nouveaux au sein de la société. Les conférenciers comprendront François Poirier, président et chef de la direction, Sean O'Donnell, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction.

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le **1-844-752-3826 (Canada et États-Unis) ou le 1-647-846-8864 (international – payant)** au moins 15 minutes avant le

¹ Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») de l'Ontario.

début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. Les participants peuvent également s'inscrire à l'avance en cliquant [ici](#). Une fois inscrits, vous recevrez une invitation par courriel contenant les informations nécessaires à l'accès ainsi qu'un NIP unique. Ce processus permet d'éviter de communiquer avec l'opérateur ainsi que le temps d'attente. L'inscription demeurera valide jusqu'à la fin de la conférence.

La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au [TC Energy — Events and presentations](#) ou à partir de l'URL suivante : <https://www.gowebcasting.com/13942>. Il sera possible d'accéder à un enregistrement de la webémission après la conférence.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 8 mai 2025. Il suffira de composer le 1-855-669-9658 (Canada et États-Unis) ou le 1-412-317-0088 (international – payant), ainsi que le code d'accès 6585702.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sur le site Web de la société au www.TCEnergie.com; ces documents seront aussi déposés dès aujourd'hui sous le profil de TC Énergie dans SEDAR+ au www.sedarplus.ca et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov.

À propos de TC Énergie

Nous sommes une équipe de plus de 6 500 personnes dédiées à la résolution de problèmes énergétiques qui relie le monde à l'énergie dont il a besoin. Notre vaste réseau d'actifs d'infrastructures de gaz naturel est unique en son genre. Nous transportons, produisons et stockons de l'énergie efficacement et nous la livrons là où elle est le plus nécessaire, que ce soit à domicile ou aux entreprises en Amérique du Nord et partout dans le monde grâce à l'exportation de GNL. Nos actifs de gaz naturel sont complétés par notre propriété stratégique et nos investissements à faibles risques dans la production d'électricité.

Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (« TSX ») et à la bourse de New York (« NYSE »), sous le symbole TRP. Pour en savoir plus sur notre société, visitez notre site au www.TCEnergie.com.

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective et il est assujéti à des risques et à des incertitudes importants ainsi que fondé sur certaines hypothèses clés. Les énoncés prospectifs s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document peuvent comprendre, sans s'y limiter, des énoncés portant sur les attentes à l'égard de Southeast Gateway, y compris l'obtention de l'approbation de la CNE, la date de mise en service, les flux de trésorerie et les autres conséquences, sur les attentes relatives au projet Northwoods, y compris les dates de mise en service prévues ainsi que les dépenses en immobilisations prévues connexes, sur le BAIIA comparable et le résultat comparable prévus totaux et par action ordinaire ainsi que les sources de ceux-ci, sur les attentes à l'égard de Bruce Power, y compris le programme de RCP et les estimations connexes des coûts et du calendrier, sur les attentes à l'égard de la valeur approximative des projets devant être mis en service en 2025, sur les attentes à l'égard des dossiers tarifaires avec la FERC, y compris le calendrier, les processus et les résultats, sur les attentes à l'égard de nos priorités stratégiques et l'exécution de celles-ci, sur les attentes quant à notre capacité de maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle, sur les coûts et les calendriers attendus pour les projets prévus, y compris les projets en construction et en cours d'aménagement et les dépenses en immobilisations connexes, sur les attentes en ce qui concerne la demande d'énergie et les moteurs de celle-ci, sur les attentes quant à notre capacité de réaliser notre portefeuille de projets de croissance et d'assurer notre solidité et notre agilité financières, sur notre capacité d'assurer une croissance solide à faibles risques et un rendement reproductible, sur nos dépenses en immobilisations nettes prévues, y compris le calendrier, et sur les conditions prévues du secteur, du marché et de l'économie de même que les négociations commerciales en cours, y compris leur incidence prévue sur nos activités, nos clients et nos fournisseurs. Nos énoncés prospectifs sont assujétiés à des risques et à des incertitudes importants et ils sont fondés sur des hypothèses clés. Les énoncés prospectifs et l'information financière prospective contenus dans le présent

document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TC Énergie de l'information sur TC Énergie et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TC Énergie et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires et au rapport annuel de 2024 de la société les plus récents, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov, ainsi qu'à la rubrique sur l'information prospective contenue dans notre *Rapport sur la durabilité* et notre Plan de réduction des émissions de GES qui peuvent être consultés sur notre site Web au www.TCEnergie.com.

Mesures non conformes aux PCGR et mesures financières supplémentaires

Le présent communiqué contient des références aux mesures non conformes aux PCGR suivantes : le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables. Ces mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées en ajustant certaines mesures conformes aux PCGR en fonction d'éléments particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne sont pas représentatives des activités sous-jacentes pendant la période visée. 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, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Il y a lieu de se reporter i) à chaque secteur d'activités et à la rubrique portant sur les activités abandonnées pour obtenir un rapprochement du BAIIA comparable et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle); ii) à la rubrique « Résultats consolidés » et à la rubrique portant sur les activités abandonnées pour obtenir un rapprochement du résultat comparable et du résultat comparable par action ordinaire et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice net par action ordinaire, respectivement; et iii) à la rubrique « Situation financière » pour obtenir un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation comparables et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du rapport de gestion de notre rapport trimestriel le plus récent pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le rapport de gestion est intégré par renvoi aux présentes et il en fait partie intégrante. Il est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ www.sedarplus.ca.

Le présent communiqué contient des références au multiple de la construction, un ratio non conforme aux PCGR calculé en divisant les dépenses en immobilisations par le BAIIA comparable, lequel est une mesure non conforme aux PCGR. Nous estimons que le multiple de la construction fournit aux investisseurs une mesure utile pour évaluer les projets d'investissement.

Le présent communiqué contient également des références aux dépenses en immobilisations nettes, qui constituent une mesure financière supplémentaire. 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 sur 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 sont 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.

Renseignements aux médias :

Relations avec les médias

media@tcenergy.com

403-920-7859 ou 800-608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

Gavin Wylie / Hunter Mau

investor_relations@tcenergy.com

403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Premier trimestre de 2025

Rapport de gestion

Le 30 avril 2025

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 le trimestre clos le 31 mars 2025, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités ci-joints pour le trimestre clos le 31 mars 2025, qui ont été préparés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2024. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2024. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

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. Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 et à la rubrique « Activités abandonnées » 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 et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), y compris les énoncés à l'égard de nos objectifs de réduction de l'intensité des émissions de GES;
- 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, y compris la scission;
- 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, y compris la scission;
- 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 pipelinières;
- 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 cours 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, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2024.

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).

Points saillants des résultats financiers

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. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information ainsi qu'à l'analyse de chaque secteur et aux rubriques « Situation financière » et « Activités abandonnées » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

Les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Bénéfice		
Produits	3 623	3 509
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	978	1 203
découlant des activités poursuivies	978	988
découlant des activités abandonnées	—	215
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	1,16 \$
découlant des activités poursuivies	0,94 \$	0,95 \$
découlant des activités abandonnées	— \$	0,21 \$
BAIIA comparable ²	2 709	3 090
découlant des activités poursuivies	2 709	2 670
découlant des activités abandonnées	—	420
Résultat comparable ²	983	1 284
découlant des activités poursuivies	983	1 055
découlant des activités abandonnées	—	229
Résultat comparable par action ordinaire ²	0,95 \$	1,24 \$
découlant des activités poursuivies	0,95 \$	1,02 \$
découlant des activités abandonnées	— \$	0,22 \$
Dividendes déclarés		
par action ordinaire	0,85 \$ ³	0,96 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
– moyenne pondérée de la période	1 039	1 037
– émises et en circulation à la fin de la période	1 040	1 037

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

3 Représente les dividendes déclarés postérieurement à la scission.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Flux de trésorerie¹		
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ^{2,3}	1 359	2 042
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{2,3}	1 949	2 436
Dépenses d'investissement ⁴	1 809	1 897
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁵	—	(38)

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

3 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pendant trois mois pour le premier trimestre de 2024 comparativement à néant pour le trimestre clos le 31 mars 2025. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

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. Se reporter à la note 4 « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

5 Inclus dans les activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Gazoducs – Canada	516	501
Gazoducs – États-Unis	1 109	1 043
Gazoducs – Mexique	211	212
Énergie et solutions énergétiques	135	252
Siège social	(5)	(61)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	1 966	1 947
Intérêts débiteurs	(840)	(780)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	248	157
Gains (pertes) de change, montant net	43	27
Intérêts créditeurs et autres	51	75
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 468	1 426
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies	(293)	(244)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 175	1 182
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	—	215
Bénéfice net (perte nette)	1 175	1 397
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(169)	(171)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 006	1 226
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	978	1 203
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	1,16 \$
découlant des activités poursuivies	0,94 \$	0,95 \$
découlant des activités abandonnées	— \$	0,21 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires		
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 175	1 182
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(169)	(171)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	1 006	1 011
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	978	988
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	—	215
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	978	1 203

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies a reculé de 10 millions de dollars, ou de 0,01 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 31 mars 2025, comparativement à la période correspondante de 2024.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites 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 et les variations de change latentes des prêts intersociétés 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 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 à nos activités abandonnées. Des rapprochements quantitatifs de nos mesures comparables avec leurs mesures conformes aux PCGR correspondantes et une analyse des ajustements particuliers apportés pour le trimestre clos le 31 mars 2025 et la période comparative sont présentés tout au long du présent rapport de gestion.

Mesure non conforme aux PCGR	Mesure conforme aux PCGR
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
BAlI 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	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAlIA comparable et BAlI comparable

Le BAlIA 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 BAlIA 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 BAlI 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 entrées 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 dans nos états financiers consolidés de 2024. 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 entrées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les entrées 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 condensé 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 suivante 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 :

Résultats de 2025

- des gains de change latents nets avant impôts de 3 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;
- 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 et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite des participations sans contrôle.

Résultats de 2024

- 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.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET (DE LA PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES ET DU RÉSULTAT COMPARABLE – ACTIVITÉS POURSUIVIES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	978	988
Postes particuliers (avant impôts) :		
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ²	(3)	(55)
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 ³	(2)	(21)
Règlement avec un tiers	—	34
Coûts liés au projet Focus ⁴	—	10
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(10)	5
Activités de gestion des risques ⁵	19	131
Impôts liés à des postes particuliers⁶	1	(37)
Résultat comparable	983	1 055
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,94 \$	0,95 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,01	0,07
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,95 \$	1,02 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

2 En 2023, TCPL et TGNH sont devenues parties à une facilité de crédit renouvelable non garantie. Le prêt et l'emprunt sont éliminés lors de la consolidation. Toutefois, en raison des différences de monnaies dans lesquelles chaque entité présente ses résultats financiers, le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion du prêt et de l'emprunt dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que ces montants ne reflètent pas de façon juste les montants qui seront réalisés au règlement, nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt ainsi que les gains et les pertes de change latents correspondants sur l'emprunt, déduction faite des participations sans contrôle.

- 3 En 2022, TGNH et la CFE ont conclu des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé et nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues en lien avec 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 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés condensés pour obtenir des précisions.
- 4 En 2022, nous avons lancé le projet Focus, qui comporte des avantages sous forme de gains de sécurité, de productivité et d'efficacité devant se concrétiser à long terme. En 2023 et en 2024, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles 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 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Gazoducs – États-Unis	(6)	(23)
Installations énergétiques au Canada	(41)	57
Installations énergétiques aux États-Unis	(1)	(4)
Stockage de gaz naturel	(29)	(90)
Change	58	(71)
	(19)	(131)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	5	32
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	(14)	(99)

- 6 Se reporter à la rubrique « 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 à la page précédente et il exclut les charges d'amortissement. Se reporter à l'analyse de chaque secteur pour plus de précisions sur le rapprochement du BAIIA comparable.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Gazoducs – Canada	890	846
Gazoducs – États-Unis	1 367	1 306
Gazoducs – Mexique	233	214
Énergie et solutions énergétiques	224	320
Siège social	(5)	(16)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 709	2 670
Amortissement	(678)	(635)
Intérêts débiteurs	(840)	(780)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	248	157
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(10)	43
Intérêts créditeurs et autres	51	75
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(292)	(281)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(177)	(171)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	983	1 055
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,95 \$	1,02 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies – comparaison de 2025 et de 2024

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 mars 2025 a été supérieur de 39 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et aux apports plus importants de Coastal GasLink;
- le BAIIA moins élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports moindres de Bruce Power en raison surtout du commencement du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 4, à la baisse des prix de l'électricité réalisés pour les installations énergétiques au Canada et à l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta;
- le recul du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable surtout à la diminution du résultat imputable à la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »), finalisée en août 2024, et à la baisse du bénéfice de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, facteurs en partie compensés par le résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et les ventes contractuelles supplémentaires;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US, qui a été converti au taux de 1,43 en 2025, contre 1,35 en 2024. 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 importante sur notre bénéfice net.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies – comparaison de 2025 et de 2024

Le résultat comparable a diminué de 72 millions de dollars, ou de 0,07 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à celui de la période correspondante de 2024. Cette diminution est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse des intérêts débiteurs attribuable surtout à la baisse des intérêts capitalisés, à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US et aux émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- 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;
- 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 sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable surtout à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables, ce qui a été contré en partie par un changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses en immobilisations affectées au projet de gazoduc Southeast Gateway et aux projets de gazoducs aux États-Unis.

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 au titre des projets compris dans l'alliance stratégique conclue en 2022 entre TGNH et la CFE, y compris Villa de Reyes, Southeast Gateway et Tula. 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

Dans l'ensemble, les perspectives relatives à notre BAIIA comparable et à notre résultat comparable par action ordinaire pour 2025 demeurent conformes à celles énoncées dans notre rapport annuel de 2024.

Dépenses en immobilisations consolidées

Le total prévu de nos dépenses en immobilisations pour 2025, qui est présenté dans notre rapport annuel de 2024, demeure essentiellement inchangé.

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 28 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. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2025, nous avons engagé des dépenses d'investissement de maintien de 0,3 milliard de dollars.

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.

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes les unités d'exploitation, tel qu'il est indiqué dans notre rapport annuel de 2024. 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. Bien que chaque unité d'exploitation comporte aussi des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels porteront ses activités d'expansion continue, de nouvelles possibilités seront envisagées par l'entremise de notre cadre de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis à la page suivante. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des mises à jour sur nos projets garantis et nos projets en cours d'aménagement.

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)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés des projets au 31 mars 2025
Gazoducs – Canada¹			
Réseau de NGTL	2026	0,7 ²	0,4
	2027+	0,2 ²	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,5	0,2
Gazoducs – États-Unis			
Projet VR	2025	0,5 US	0,3 US
Projet WR	2025	0,7 US	0,3 US
Prolongement de Gillis Access	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	0,7 US	—
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie	2030	0,3 US	—
Autres investissements ³	2025-2028	1,8 US	0,6 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,3 US	0,1 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁵	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	3,9 US	3,8 US
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	0,9
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 4 ⁶	2028	0,9	0,3
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 5 ⁶	2030	1,1	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁷	2025-2031	1,8	0,6
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁸	2025-2027	0,4	—
		21,9	8,5
Incidence du change sur les projets garantis ⁹		5,8	2,6
Total des projets garantis (en dollars CA)		27,7	11,1

- 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 Comprennent 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 annoncés par le gouvernement du Canada en février 2024.
- 7 Réflète 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 Comprennent 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 Réflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,44 au 31 mars 2025.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit présente 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).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Réseau de NGTL	637	601
Réseau principal au Canada	178	188
Autres gazoducs au Canada ¹	75	57
BAIIA comparable	890	846
Amortissement	(374)	(345)
BAII comparable et bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	516	501

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 Trans Québec & Maritimes (« 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 pour le trimestre clos le 31 mars 2025 a augmenté de 15 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2024.

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Bénéfice net		
Réseau de NGTL	198	195
Réseau principal au Canada	57	55
Base d'investissement moyenne		
Réseau de NGTL	19 365	19 444
Réseau principal au Canada	3 643	3 622

Pour le trimestre clos le 31 mars 2025, le bénéfice net du réseau de NGTL est demeuré sensiblement constant par rapport à celui de la période correspondante de 2024. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029, qui 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 pour le trimestre clos le 31 mars 2025 est demeuré généralement stable par rapport à la période correspondante de 2024. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement portant sur le réseau principal pour la période de 2021 à 2026, 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 a augmenté de 44 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de la charge d'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables, ce qui a été contré en partie par la baisse des charges financières transférables relatives 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.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024, par suite surtout de la hausse des taux d'amortissement du réseau de NGTL aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit présente 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).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Columbia Gas ¹	452	438
ANR	198	189
Columbia Gulf ¹	54	62
Great Lakes	71	69
GTN	60	55
PNGTS ^{1, 2}	—	27
Autres gazoducs aux États-Unis ³	118	128
BAIIA comparable	953	968
Amortissement	(176)	(178)
BAII comparable	777	790
Incidence du change	338	276
BAII comparable (en dollars CA)	1 115	1 066
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques	(6)	(23)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	1 109	1 043

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

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

3 Comprend 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 a augmenté de 66 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024. Il comprend les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

Le raffermissement du dollar américain pour le trimestre clos le 31 mars 2025 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US comparativement à la période correspondante de 2024. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

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 a diminué de 15 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution du résultat par suite de la vente de 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 accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte ainsi que la hausse des impôts fonciers découlant des projets mis en service;
- 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.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 2 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison de l'incidence de la vente de PNGTS en août 2024, contrée en partie par les nouveaux projets mis en service.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit présente 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).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
TGNH ^{1,2}	64	63
Sur de Texas ³	26	25
Topolobampo	39	39
Guadalajara	17	15
Mazatlán	17	16
BAIIA comparable	163	158
Amortissement	(17)	(17)
BAIL comparable	146	141
Incidence du change	63	50
BAIL comparable (en dollars CA)	209	191
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	2	21
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	211	212

1 TGNH comprend des tronçons en exploitation des gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes et Tula.

2 Comprend des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « 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 pour le trimestre clos le 31 mars 2025 est demeuré généralement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2024 et il comprend un recouvrement latent de 2 millions de dollars (recouvrement de 21 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 de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre clos le 31 mars 2025 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US comparativement à la période correspondante de 2024. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique pour le trimestre clos le 31 mars 2025 est resté sensiblement le même à celui de la période correspondante de 2024.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 mars 2025 a été comparable à celui de la période correspondante de 2024.

Énergie et solutions énergétiques

Le tableau qui suit présente 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).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Bruce Power ¹	132	181
Installations énergétiques au Canada	45	81
Stockage de gaz naturel et autres ²	47	58
BAIIA comparable	224	320
Amortissement	(28)	(26)
BAII comparable	196	294
Postes particuliers :		
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	10	(5)
Activités de gestion des risques	(71)	(37)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	135	252

1 Représente notre quote-part du bénéfice provenant de Bruce Power.

2 Ces données comprennent nos participations sans contrôle dans les parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas »), qui se composent des participations de catégorie A. Se reporter à la rubrique « Siège social » pour un complément d'information.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 117 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs 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 diminué de 96 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport 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 du fait du recul de la production attribuable surtout au commencement du RCP du réacteur 4 et de l'augmentation des charges d'exploitation, facteurs en partie contrés par un prix contractuel plus élevé. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- les résultats financiers moindres des installations énergétiques au Canada, essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés;
- la diminution du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable principalement à l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta.

AMORTISSEMENT

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

BRUCE POWER

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAII comparable :		
Produits ¹	501	525
Charges d'exploitation	(274)	(253)
Amortissement et autres	(95)	(91)
BAIIA comparable et BAII comparable²	132	181
Bruce Power – données complémentaires		
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	87 %	92 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	65	44
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	13	6
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	4 645	5 541
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	106 \$	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 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 non réalisés liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 5 a été mené à bien au premier trimestre de 2025. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 2 devraient commencer au troisième trimestre de 2025.

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.

Siège social

Le tableau qui suit présente 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).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
BAIIA comparable	(5)	(16)
Amortissement	—	(1)
BAII comparable	(5)	(17)
Postes particuliers :		
Règlement avec un tiers	—	(34)
Coûts liés au projet Focus	—	(10)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(5)	(61)

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

La perte sectorielle du secteur Siège social a diminué de 56 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024. La perte sectorielle du secteur Siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) avant impôts pour le premier trimestre de 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge de 10 millions de dollars avant impôts pour le trimestre clos le 31 mars 2024 au titre des coûts liés au projet Focus.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison principalement des coûts partagés en 2024 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées.

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur		
Libellés en dollars CA	(195)	(225)
Libellés en dollars US	(429)	(474)
Incidence du change	(187)	(166)
	(811)	(865)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(32)	(40)
Intérêts capitalisés	3	68
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	57
Intérêts débiteurs	(840)	(780)

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 60 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution 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 comparativement au premier trimestre de 2024;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- 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. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 et à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Libellée en dollars CA	11	9
Libellée en dollars US	166	110
Incidence du change	71	38
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	248	157

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 91 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 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, contrebalancées en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée au tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes entrant en vigueur le 1^{er} mars 2025, à la suite de retards persistants dans la construction du projet en attendant la résolution de questions relatives aux parties prenantes.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(10)	43
Postes particuliers :		
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	(5)	55
Activités de gestion des risques	58	(71)
Gains (pertes) de change, montant net	43	27

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

Le montant net des gains (pertes) de change a varié de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul du montant net des gains (pertes) de change pris en compte dans le résultat comparable :

- les gains et les pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- 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 à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Le montant net des gains (pertes) de change inclus dans le résultat comparable a varié de 53 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout des 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.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
Intérêts créditeurs et autres	51	75

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024, en raison de la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024 ¹
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(292)	(281)
Postes particuliers :		
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(2)	—
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	(1)	(6)
Règlement avec un tiers	—	8
Coûts liés au projet Focus	—	2
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(3)	1
Activités de gestion des risques	5	32
(Charge) recouvrement d'impôts	(293)	(244)

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

La charge d'impôts a augmenté de 49 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024. L'incidence fiscale sur les postes particuliers auxquels il est fait référence dans le présent rapport de gestion a été intégrée dans notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024, principalement du fait de la hausse des impôts sur le bénéfice transférables, contrebalancée en partie par un changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités.

(BÉNÉFICE NET) PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 31 mars 2025	trimestres clos les 31 mars	
		2025	2024
Columbia Gas et Columbia Gulf PNGTS ¹	40 %	(171)	(161)
Parcs éoliens au Texas ²	—	—	(12)
TGNH ³	100 %	10	2
TGNH ³	13,01 %	(16)	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(177)	(171)
Poste particulier :			
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés		8	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(169)	(171)

1 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024.

2 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.

3 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 section « Gazoducs – Mexique » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024 et il tient compte de 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, lequel est exclu de notre calcul (du bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, principalement du fait de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE au deuxième trimestre de 2024 et de l'effet du change résultant du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens équivalents. Ces facteurs ont été contrés en partie par la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024, principalement par suite du rajustement des taux des dividendes sur les actions privilégiées de séries 1, 7 et 9 en 2024.

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 pour le trimestre clos le 31 mars 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

(en millions de dollars US)	trimestres clos les	
	31 mars	
	2025	2024 ¹
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	953	968
Gazoducs au Mexique	163	158
	1 116	1 126
Amortissement	(193)	(195)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(429)	(474)
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	42
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	166	110
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(115)	(126)
	545	483
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,43	1,35

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

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 condensé 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 condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Risques 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 mars 2025	20,45
31 mars 2024	16,63
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 :

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(11)	(10)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	17	44
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(14)	(22)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	1	—
	(7)	12

- 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 rubrique « Siège social » pour un complément d'information.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

En mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation pouvant atteindre 10 % dans Coastal GasLink Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») aux communautés autochtones le long du corridor du projet, à même notre participation actuelle de 35 %. En février 2025, les contrats d'option ont été modifiés afin de tenir compte de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024, établissant un calendrier révisé pour l'exercice des options, y compris un délai de trois mois non contraignant dont le début est prévu en septembre 2025.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR et de GLGT

En avril 2025, ANR et GLGT 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 qui devraient entrer 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.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway. Ce gazoduc d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j est prêt à être mis en service et a été construit à un coût inférieur d'environ 13 % à l'estimation initiale de 4,5 milliards de dollars US. L'approbation de nos tarifs réglementés par la Comisión Nacional de Energía (la « CNE ») devrait être obtenue avant la fin de mai, et nous prévoyons alors mettre en service le gazoduc Southeast Gateway.

La CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % au cours du deuxième trimestre de 2024, au moment où la CFE a injecté un montant de 340 millions de dollars US ainsi qu'une contrepartie hors trésorerie à la suite de la concrétisation de certaines obligations contractuelles, dont l'acquisition de terrains et l'obtention de permis. La participation de la CFE dans TGNH pourrait passer à un maximum de 15 % avec la mise en service du gazoduc Southeast Gateway et l'obtention ultérieure des approbations réglementaires, pourvu que les engagements contractuels de la CFE aient été satisfaits en ce qui a trait à l'acquisition de terrains, aux relations avec les collectivités et à l'obtention de permis, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le 2 avril 2025, Bruce Power a reçu l'approbation 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.

SIÈGE SOCIAL

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. 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.

Le 15 mai 2024, le tribunal a attribué la responsabilité à l'égard des dommages-intérêts totaux relatifs au processus de vente se chiffrant à 398 millions de dollars US à l'ancien chef de la direction et à l'ancien chef des finances de Columbia, collectivement, dans une proportion de 50 %, et à TC Énergie dans une proportion de 50 %. Aux termes de l'ordonnance et du jugement définitifs (le « jugement définitif »), la part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts relatifs au processus de vente s'élève à 199 millions de dollars US, auxquels s'ajoutaient des intérêts de 153 millions de dollars US en date du 14 juin 2024. Le tribunal a également prononcé un jugement afférent à une demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation pour laquelle la part de TC Énergie est de 84 millions de dollars US, majorée des intérêts de 64 millions de dollars US au 14 juin 2024. Les dommages-intérêts en lien avec les deux demandes ne sont pas cumulatifs et TC Énergie ne serait tenue de payer que le montant le plus élevé des dommages-intérêts relatifs au processus de vente ou de la demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation, après la confirmation définitive de ces montants au moment de l'appel, y compris les intérêts supplémentaires calculés en date du paiement.

TC Énergie est en désaccord avec plusieurs conclusions du tribunal et elle estime que les décisions du tribunal s'écartent des dispositions prévues dans les lois de l'État du Delaware. TC Énergie a fait appel de la décision auprès de la Cour suprême du Delaware et une décision définitive est attendue au milieu de 2025. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars US, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois. Selon notre appréciation juridique, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 31 mars 2025.

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.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles découlant des activités, 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 prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 31 mars 2025, notre actif à court terme s'élevait à 7,0 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 10,2 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,2 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance de 4,8 milliards de dollars au 31 décembre 2024, exclusion faite des activités abandonnées. 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;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 8,0 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 6,7 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,3 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, et les accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 31 mars 2025;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,2 milliards de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 2,0 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,2 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours au 31 mars 2025;
- 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.

FLUX DE TRÉSorerIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION^{1,2}

(en millions de dollars)	trimestres clos les	
	31 mars	
	2025	2024
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 359	2 042
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	590	344
Fonds provenant de l'exploitation	1 949	2 386
Postes particuliers :		
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	—	26
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	—	15
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	—	9
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 949	2 436

1 Comprend les activités poursuivies et abandonnées.

2 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pendant trois mois pour le premier trimestre de 2024 comparativement à néant pour le trimestre clos le 31 mars 2025. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 683 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison principalement de la diminution des fonds provenant de l'exploitation et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

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 diminué de 487 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison surtout de la diminution du BAIIA comparable et de la baisse des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Dépenses d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 560)	(1 579)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(4)	(20)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(245)	(298)
	(1 809)	(1 897)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	30
Montants reportés et autres	68	12
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 736)	(1 855)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué de 119 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comparativement à la période correspondante de 2024, en raison surtout de la baisse des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2025, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des projets de Columbia Gas et d'ANR et du gazoduc Southeast Gateway, ainsi que sous forme de dépenses d'investissement de maintien. La baisse des dépenses en immobilisations pour le trimestre clos le 31 mars 2025 par rapport à la période correspondante de 2024 reflète la réduction des dépenses liées au gazoduc Southeast Gateway, partiellement contrebalancée par la hausse des dépenses liées aux projets de Columbia Gas et d'ANR.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 147	377
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 427	662
Remboursements sur la dette à long terme	(2 009)	(404)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 054	—
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	(38)
Dividendes et distributions versés	(1 103)	(1 271)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	30	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	1 546	(674)

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours du trimestre clos le 31 mars 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis ¹	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.	Mars 2025	Emprunt à terme de premier rang non garantis	30 US	Variable	

1 Les billets ont été remboursés intégralement en mars 2025. L'ajustement de la juste valeur non amorti de 3 millions de dollars se rapportant à l'acquisition de CPG est pris en compte dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En février 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2065 qui portent intérêt à un taux fixe de 7,00 % par année jusqu'au 1^{er} juin 2030, lequel sera ajusté tous les cinq ans par la suite. Nous avons l'intention d'utiliser le produit net de l'émission pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation émis par TransCanada Trust, une filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL, en mai 2025, conformément à leurs modalités. Avant ce remboursement, le produit servira à réduire les autres dettes de TC Énergie et à répondre aux besoins généraux de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Billets subordonnés de rang inférieur » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

DIVIDENDES

Le 1^{er} mai 2025, nous avons annoncé un dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de 0,85 \$ par action, payable le 31 juillet 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2025.

Depuis les dividendes payés 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. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 28 avril 2025, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 3,7 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 3,2 millions qui pouvaient être exercées.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 28 avril 2025, nous disposons des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 7,9 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 6,7 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,2 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

De plus, nous avons des facilités de crédit renouvelables confirmées de 2,1 milliards de dollars par l'intermédiaire de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité d'emprunt de 2,1 milliards de dollars demeurait inutilisée au 28 avril 2025.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 0,4 milliard de dollars au 31 mars 2025 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2024, en raison des nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction de gazoducs aux États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés à ANR et à d'autres projets de gazoducs, ce qui a été contrebalancé en partie par la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2025 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Activités abandonnées

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation. Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Les montants des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

	trimestre clos le 31 mars
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	319
Intérêts débiteurs	(57)
Intérêts créditeurs et autres	2
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées avant les impôts sur le bénéfice	264
(Charge) recouvrement d'impôts	(49)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	215
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées – de base	0,21 \$

1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ». 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.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET (DE LA PERTE NETTE) DÉCOULANT DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES, APRÈS IMPÔTS, ET DU RÉSULTAT COMPARABLE DÉCOULANT DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

	trimestre clos le 31 mars
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	215
Postes particuliers (avant impôts) :	
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides ²	16
Activités de gestion des risques	1
Impôts sur les postes particuliers³	(3)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	229
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,21 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,01
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,22 \$

1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

2 Au premier trimestre de 2024, une charge avant impôts de 16 millions de dollars au titre des coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides découlant de la scission a été comptabilisée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » et exclue de notre calcul du résultat comparable découlant des activités abandonnées.

3 L'incidence fiscale sur les postes particuliers mentionnés dans le tableau ci-dessus a été exclue de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées présenté plus bas.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE – ACTIVITÉS ABANDONNÉES

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.

	trimestre clos le 31 mars
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	420
Amortissement	(84)
Intérêts débiteurs	(57)
Intérêts créditeurs et autres	2
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(52)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	229
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,22 \$

- 1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

Risques et instruments 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 que nous assumons et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon significative depuis le 31 décembre 2024, exception faite de ce qui est indiqué dans le présent rapport de gestion.

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 condensé des résultats.

Nous gérons activement une partie du risque de change à l'aide de dérivés de change. 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.

Des événements sur le marché qui perturbent l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

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 une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 31 mars 2025, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement avant impôts de 2 millions de dollars sur 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 pour le trimestre clos le 31 mars 2025 (recouvrement avant impôts de 21 millions de dollars en 2024). Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés 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.

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 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'établissait comme suit :

(en millions de dollars)	31 mars 2025	31 décembre 2024
Autres actifs à court terme	549	347
Autres actifs à long terme	96	122
Créditeurs et autres	(679)	(507)
Autres passifs à long terme	(135)	(209)
	(169)	(247)

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Gains (pertes) latents au cours de la période		
Produits de base	(75)	(29)
Change	58	(71)
Gains (pertes) réalisés au cours de la période		
Produits de base	(29)	202
Change	(8)	51
Taux d'intérêt	2	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Gains (pertes) réalisés au cours de la période		
Produits de base	9	3
Change	1	—
Taux d'intérêt	(9)	(13)

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 dans les produits à leur montant net. 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 condensé des résultats.

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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 31 mars 2025, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement au premier trimestre de 2025 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence significative sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, 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, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Outre les éléments mentionnés plus bas, il y a lieu de se reporter à notre rapport annuel de 2024 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus fréquemment si des événements ou des changements de circonstances indiquent qu'il pourrait y avoir une baisse de la valeur. Nous pouvons d'abord faire une évaluation fondée sur des facteurs qualitatifs. 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.

L'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable des unités d'exploitation Columbia et 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 en matière de flux de trésorerie ou tout changement défavorable apporté à d'autres hypothèses clés pourrait entraîner une dépréciation future de notre écart d'acquisition.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2024, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2024 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025		2024 ¹			2023 ¹		
	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième
Produits	3 623	3 577	3 358	3 327	3 509	3 504	3 225	3 148
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	978	971	1 457	963	1 203	1 463	(197)	250
découlant des activités poursuivies	978	1 069	1 338	804	988	1 249	(325)	76
découlant des activités abandonnées	—	(98)	119	159	215	214	128	174
Résultat comparable²	983	1 094	1 074	978	1 284	1 403	1 035	981
découlant des activités poursuivies	983	1 094	894	822	1 055	1 192	848	767
découlant des activités abandonnées	—	—	180	156	229	211	187	214
Données par action :								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	0,94 \$	1,40 \$	0,93 \$	1,16 \$	1,41 \$	(0,19) \$	0,24 \$
découlant des activités poursuivies	0,94 \$	1,03 \$	1,29 \$	0,78 \$	0,95 \$	1,20 \$	(0,31) \$	0,07 \$
découlant des activités abandonnées	—	(0,09) \$	0,11 \$	0,15 \$	0,21 \$	0,21 \$	0,12 \$	0,17 \$
Résultat comparable par action ordinaire²	0,95 \$	1,05 \$	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$	1,35 \$	1,00 \$	0,96 \$
découlant des activités poursuivies	0,95 \$	1,05 \$	0,86 \$	0,79 \$	1,02 \$	1,15 \$	0,82 \$	0,75 \$
découlant des activités abandonnées	—	—	0,17 \$	0,15 \$	0,22 \$	0,20 \$	0,18 \$	0,21 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire³	0,85 \$	0,8225 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$

1 Les résultats ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

3 Depuis le quatrième trimestre de 2024, les montants reflètent les dividendes déclarés postérieurement à la scission. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 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. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » 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 attendues 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 (la perte sectorielle) 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 à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

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 et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle.

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 et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants postérieurement à la scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars se rapportant aux coûts d'aménagement engagés dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration à ce projet;
- 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 sur la vente de PNGTS menée à terme le 15 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 et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle;
- 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 sur la vente d'actifs secondaires dans les 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 et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle;
- 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.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du quatrième trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provision pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 55 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une charge avant impôts de 36 millions de dollars sur 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 15 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du troisième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 18 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus;
- des gains de change latents nets avant impôts de 20 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 1 million de dollars sur 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.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 843 millions de dollars liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 32 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 9 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 11 millions de dollars sur 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.

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Produits		
Gazoducs – Canada	1 371	1 384
Gazoducs – États-Unis	1 858	1 672
Gazoducs – Mexique	226	214
Énergie et solutions énergétiques	162	239
Siège social	6	—
	3 623	3 509
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	305	339
Charges d'exploitation et autres charges		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 010	1 023
Achats de produits de base revendus	50	47
Impôts fonciers	224	196
Amortissement	678	635
	1 962	1 901
Charges financières		
Intérêts débiteurs	840	780
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(248)	(157)
(Gains) pertes de change, montant net	(43)	(27)
Intérêts créditeurs et autres	(51)	(75)
	498	521
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 468	1 426
Charge (recouvrement) d'impôts découlant des activités poursuivies		
Exigibles	83	58
Reportés	210	186
	293	244
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 175	1 182
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	—	215
Bénéfice net (perte nette)	1 175	1 397
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	169	171
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 006	1 226
Dividendes sur les actions privilégiées	28	23
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	978	1 203
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires		
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 175	1 182
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	169	171
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	1 006	1 011
Dividendes sur les actions privilégiées	28	23
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	978	988
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	—	215
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	978	1 203
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué		
Activités poursuivies	0,94 \$	0,95 \$
Activités abandonnées	—	0,21 \$
	0,94 \$	1,16 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)		
De base	1 039	1 037
Dilué	1 040	1 037

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Bénéfice net (perte nette)	1 175	1 397
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice		
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(41)	473
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	8
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	1	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(12)	91
	(48)	563
Résultat étendu	1 127	1 960
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	149	406
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	978	1 554
Dividendes sur les actions privilégiées	28	23
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	950	1 531

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les	
	31 mars	
	2025	2024
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net (perte nette)	1 175	1 397
Amortissement	678	719
Impôts reportés	210	143
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(305)	(356)
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	336	545
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	2	4
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(164)	(100)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	17	100
Provision pour pertes sur créances attendues	(2)	(20)
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	5	(55)
Autres	(3)	9
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(590)	(344)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 359	2 042
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 560)	(1 579)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(4)	(20)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(245)	(298)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	30
Montants reportés et autres	68	12
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 736)	(1 855)
Activités de financement		
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 147	377
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 427	662
Remboursements sur la dette à long terme	(2 009)	(404)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 054	—
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	(38)
Dividendes sur les actions ordinaires	(855)	(965)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	30	—
Distributions aux participations sans contrôle et autres	(220)	(283)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	1 546	(674)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(8)	49
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, y compris les soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	1 161	(438)
Soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	—	(47)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 161	(485)
Trésorerie et équivalents de trésorerie, au début de la période	801	3 678
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la fin de la période	1 962	3 193

Comprend les activités poursuivies et abandonnées. Se reporter à la note 3 « Activités abandonnées » pour un complément d'information

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025	31 décembre 2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 962	801
Débiteurs	2 586	2 611
Stocks	777	747
Autres actifs à court terme	1 713	1 339
Actif à court terme des activités abandonnées	234	235
	7 272	5 733
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de 35 955 \$ et de 35 397 \$, respectivement	77 996	77 501
Investissement net dans des contrats de location	2 472	2 477
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	10 698	10 636
Placements restreints	3 152	2 998
Actifs réglementaires	2 793	2 682
Écart d'acquisition	13 645	13 670
Autres actifs à long terme	2 394	2 410
Actif à long terme des activités abandonnées	123	136
	120 545	118 243
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 529	387
Créditeurs et autres	4 489	5 297
Dividendes à payer	900	874
Intérêts courus	820	828
Tranche à court terme de la dette à long terme	2 473	2 955
Passif à court terme des activités abandonnées	113	170
	10 324	10 511
Passifs réglementaires	5 485	5 303
Autres passifs à long terme	988	1 051
Passifs d'impôts reportés	7 209	6 884
Dette à long terme	45 891	44 976
Billets subordonnés de rang inférieur	12 099	11 048
Passif à long terme des activités abandonnées	110	110
	82 106	79 883
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	30 136	30 101
Émises et en circulation :		
31 mars 2025 – 1 040 millions d'actions		
31 décembre 2024 – 1 039 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 499	2 499
Déficit cumulé	(5 147)	(5 241)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	205	233
Participations assurant le contrôle	27 693	27 592
Participations sans contrôle	10 746	10 768
	38 439	38 360
	120 545	118 243

Engagements, éventualités et garanties (note 13)

Entités à détenteurs de droits variables (note 14)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	30 101	30 002
Actions émises :		
Exercice d'options sur actions	35	—
Solde à la fin de la période	30 136	30 002
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	2 499	2 499
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	—	—
Exercice et extinction d'options sur actions	(2)	—
Sortie de participations, déduction faite des coûts de transaction	—	11
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	2	(11)
Solde à la fin de la période	—	—
Déficit cumulé		
Solde au début de la période	(5 241)	(2 997)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 006	1 226
Dividendes sur les actions ordinaires	(884)	(996)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(21)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	(2)	11
Solde à la fin de la période	(5 147)	(2 777)
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	233	49
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(28)	328
Solde à la fin de la période	205	377
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle		
	27 693	30 101
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	10 768	9 455
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	169	171
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(20)	235
Sortie de participations	—	(6)
Distributions déclarées aux participations sans contrôle	(171)	(282)
Solde à la fin de la période	10 746	9 573
Total des capitaux propres	38 439	39 674

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2024 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2024 compris dans le rapport annuel de 2024 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation (« South Bow »). Les résultats historiques des activités liées aux pipelines de liquides sont présentés en tant qu'activités abandonnées et ils ont été exclus des activités poursuivies et des informations sectorielles pour toutes les périodes présentées. Quant aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés, elles ne reflètent que les activités poursuivies, sauf indication contraire. Avant la scission, les activités liées aux pipelines de liquides étaient majoritairement présentées en tant que secteur Pipelines de liquides de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans certains secteurs de la société en raison surtout de ce qui suit :

- dans le secteur Gazoducs, en raison du moment des décisions de réglementation et des règlements visant les tarifs négociés ainsi que des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis et des activités de commercialisation;
- dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, en raison des effets des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients, l'offre sur le marché et les prix pour le gaz naturel et l'électricité, des interruptions de service pour entretien pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada, ainsi que des activités de commercialisation.

Outre les facteurs susmentionnés, les produits et le bénéfice sectoriel 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.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés condensés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2024, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables en 2025

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer la transparence et l'utilité décisionnelle des informations relatives aux impôts sur le bénéfice grâce à des améliorations afférentes au tableau de rapprochement des taux et aux informations sur les impôts sur le bénéfice payés. Par ailleurs, les directives prévoient d'autres modifications qui visent à améliorer l'efficacité de l'information à fournir en matière d'impôts sur le bénéfice. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur pour l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2025 et elles sont appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés et elle ne prévoit pas que ces directives auront une incidence significative sur sa situation financière ou ses résultats d'exploitation.

Modifications comptables futures

Ventilation des charges inscrites à l'état des résultats

En novembre 2024, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent des informations supplémentaires concernant la nature des charges portées à l'état des résultats. La nouvelle norme exige la présentation d'informations sur les catégories précises de charges inscrites aux postes des charges à l'état des résultats ainsi que des informations concernant les frais de vente. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2028. L'adoption anticipée est permise. Les directives peuvent être appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés condensés.

3. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

Présentation des activités abandonnées

Depuis la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024, les activités liées aux pipelines de liquides sont présentées en tant qu'activités abandonnées. La présentation des activités abandonnées de la société tient compte des produits et des charges directement attribuables aux activités liées aux pipelines de liquides.

Bénéfice découlant des activités abandonnées

	trimestre clos le 31 mars
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2024
Produits	734
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	17
Charges d'exploitation et autres charges	
Coûts d'exploitation des centrales et autres	210
Achats de produits de base revendus	108
Impôts fonciers	30
Amortissement	84
	432
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	319
Charges financières	
Intérêts débiteurs	57
Intérêts créditeurs et autres	(2)
	55
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	264
Charge (recouvrement) d'impôts	49
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	215

Actif et passif des activités abandonnées

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025	31 décembre 2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Autres actifs à court terme	234	235
	234	235
Autres actifs à long terme		
	123	136
	357	371
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	113	170
	113	170
Autres passifs à long terme		
	110	110
	223	280

Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
(Sorties) nettes liées aux activités d'exploitation	(56)	(33)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	—	(2)

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 31 mars 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
Produits	1 371	1 858	226	162	6	3 623
Produits intersectoriels ²	—	26	—	—	(26)	—
	1 371	1 884	226	162	(20)	3 623
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	30	98	34	143	—	305
Coûts d'exploitation ²	(511)	(621)	(25)	(142)	15	(1 284)
Amortissement	(374)	(252)	(24)	(28)	—	(678)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	516	1 109	211	135	(5)	1 966
Intérêts débiteurs						(840)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						248
Gains (pertes) de change, montant net						43
Intérêts créditeurs et autres						51
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						1 468
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(293)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						1 175
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						—
Bénéfice net (perte nette)						1 175
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(169)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						1 006
Dividendes sur les actions privilégiées						(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						978
Dépenses d'investissement³						
Dépenses en immobilisations	416	804	305	30	5	1 560
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	4	—	4
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	54	—	191	—	245
	416	858	305	225	5	1 809

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

trimestre clos le 31 mars 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 384	1 672	214	239	—	3 509
Produits intersectoriels ²	—	26	—	—	(26) ²	—
	1 384	1 698	214	239	(26)	3 509
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	126	30	177	—	339
Coûts d'exploitation ²	(544)	(541)	(9)	(138)	(34) ³	(1 266)
Amortissement	(345)	(240)	(23)	(26)	(1) ³	(635)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	501	1 043	212	252	(61)	1 947
Intérêts débiteurs						(780)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						157
Gains (pertes) de change, montant net						27
Intérêts créditeurs et autres						75
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						1 426
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(244)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						1 182
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						215
Bénéfice net (perte nette)						1 397
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(171)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						1 226
Dividendes sur les actions privilégiées						(23)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						1 203
Dépenses d'investissement⁴						
Dépenses en immobilisations	341	584	615	17	5	1 562
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	20	—	20
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	112	—	—	186	—	298
	453	584	615	223	5	1 880
Activités abandonnées						17
						1 897

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Comprend les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides.

4 Inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

Total de l'actif par secteurs

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025	31 décembre 2024
Gazoducs – Canada	31 085	31 167
Gazoducs – États-Unis	56 829	56 304
Gazoducs – Mexique	16 426	15 995
Énergie et solutions énergétiques	10 309	10 217
Siège social	5 539	4 189
	120 188	117 872
Activités abandonnées	357	371
	120 545	118 243

5. PRODUITS

Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres clos les 31 mars 2025 et 2024 :

trimestre clos le 31 mars 2025					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	1 371	1 528	113	—	3 012
Électricité	—	—	—	62	62
Stockage de gaz naturel et autres ¹	—	258	32	115	405
	1 371	1 786	145	177	3 479
Produits tirés de contrats de location-vente					
Autres produits ²	—	72	—	(15)	57
	1 371	1 858	226	162	3 617
Produits du siège social ³					
					6
					3 623

1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 26 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

2 Comprend les produits tirés des activités de commercialisation de la société et des instruments financiers ainsi que les produits de 30 millions de dollars tirés des contrats de location-exploitation. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

3 Produits générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow.

trimestre clos le 31 mars 2024					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	1 378	1 416	107	—	2 901
Électricité	—	—	—	100	100
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	6	214	31	82	333
	1 384	1 630	138	182	3 334
Produits tirés de contrats de location-vente					
Autres produits ³	—	42	—	57	99
	1 384	1 672	214	239	3 509

1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 6 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.

2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 24 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

3 Comprend les produits tirés des activités de commercialisation de la société et des instruments financiers ainsi que les produits de 31 millions de dollars tirés des contrats de location-exploitation. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025	31 décembre 2024	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 462	1 452	Débiteurs
Actifs sur contrats	234	165	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	615	608	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	30	30	Créditeurs et autres

1 Au cours du trimestre clos le 31 mars 2025, des produits de 13 millions de dollars (23 millions de dollars en 2024) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats au début de la période.

Les actifs sur contrats et les actifs sur contrats à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrats tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrats représentent surtout des produits non gagnés relatifs à des services visés par des contrats.

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 31 mars 2025, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme ainsi que de contrats de stockage de gaz naturel et d'autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se chiffraient à environ 27,6 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 4,7 milliards de dollars devant être comptabilisée avant la fin de 2025.

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2025 et 2024 ont été de 20 % et de 17 %, respectivement. L'augmentation du taux d'imposition effectif est avant tout attribuable à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables et à l'incidence de l'exposition au change au Mexique.

7. DETTE À LONG TERME

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2025 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
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

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2025 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis ¹	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.	Mars 2025	Emprunt à terme de premier rang non garantis	30 US	Variable	

1 Les billets ont été remboursés intégralement en mars 2025. L'ajustement de la juste valeur non amorti connexe de 3 millions de dollars se rapportant à l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. est pris en compte dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2025, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 3 millions de dollars (68 millions de dollars en 2024) en lien avec des projets d'investissement.

8. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Les billets subordonnés de rang inférieur émis par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2025 sont les suivants :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited	Février 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Juin 2065	750 US	7,00 %

En février 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2065 qui portent intérêt à un taux fixe de 7,00 % par année jusqu'au 1^{er} juin 2030, lequel sera ajusté tous les cinq ans par la suite. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter de juin 2030 jusqu'en juin 2065 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 2,614 % par année. TCPL a la possibilité de reporter le paiement des intérêts pour une ou plusieurs périodes pouvant aller jusqu'à dix ans sans que cela ne donne lieu à un cas de défaut ni ne permette le remboursement accéléré selon les modalités des billets subordonnés de rang inférieur. Il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes pendant toute période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang et aux autres obligations de TCPL, actuels et futurs. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 1^{er} mars 2030 et le 1^{er} juin 2030 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

9. ACTIONS ORDINAIRES ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré les dividendes trimestriels suivants :

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
par action ordinaire	0,85 ¹	0,96
par action privilégiée de série 1	0,31	0,22
par action privilégiée de série 2	0,33	0,43
par action privilégiée de série 3	0,11	0,11
par action privilégiée de série 4	0,29	0,39
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12
par action privilégiée de série 6	0,29	0,41
par action privilégiée de série 7	0,37	0,24
par action privilégiée de série 9	0,32	0,24
par action privilégiée de série 10	0,34	—

1 Le montant représente le dividende déclaré de TC Énergie postérieurement à la scission.

10. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, se sont établis comme suit :

trimestre clos le 31 mars 2025			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(40)	(1)	(41)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	4	(1)	3
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	2	(1)	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(17)	5	(12)
Autres éléments du résultat étendu	(50)	2	(48)

trimestre clos le 31 mars 2024			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	470	3	473
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(12)	3	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	11	(3)	8
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	120	(29)	91
Autres éléments du résultat étendu	589	(26)	563

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu par composantes, après impôts, se sont établies comme suit :

trimestre clos le 31 mars 2025					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2025	(402)	(16)	22	629	233
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(20)	3	—	(10)	(27)
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu ²	—	1	—	(2)	(1)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(20)	4	—	(12)	(28)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2025	(422)	(12)	22	617	205

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de pertes liées aux participations sans contrôle de 20 millions de dollars (gains de 235 millions de dollars en 2024).
- 2 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie présentés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 23 millions de dollars (17 millions de dollars après impôts) au 31 mars 2025. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé condensé des résultats se sont établis comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars ¹		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	2025	2024	
Couvertures de flux de trésorerie			
Produits de base	4	3	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(3)	(3)	Intérêts débiteurs
Change	(3)	—	Intérêts débiteurs et gains (pertes) de change
	(2)	—	Total avant impôts
	1	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	(1)	—	Après impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	5	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	—	(1)	(Charge) recouvrement d'impôts
	2	4	Après impôts

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

11. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Les composantes du coût net des prestations (recouvrement) constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se sont établies comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024
Coût des services rendus ¹	25	27	—	—
Autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) ¹				
Coût financier	41	39	4	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(63)	(60)	(4)	(3)
	(22)	(21)	—	—
Coût net des prestations (recouvrement)	3	6	—	—

1 Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) sont inclus au poste « Coûts d'exploitation des centrales et autres » à l'état consolidé condensé des résultats.

12. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TC Énergie est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur ses résultats, ses flux de trésorerie et, ultimement, sa valeur actionnariale.

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties de TC Énergie comprend 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.

Des événements sur le marché causant des perturbations dans l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie surveille de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2024 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent l'exposition de la société au risque de crédit lié aux contreparties.

La société passe 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. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

La société a comptabilisé un recouvrement de 2 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts pour le trimestre clos le 31 mars 2025 (recouvrement de 18 millions de dollars en 2024) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de néant (recouvrement de 2 millions de dollars en 2024) afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats afférents à certains autres gazoducs du Mexique. Au 31 mars 2025, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 57 millions de dollars (59 millions de dollars au 31 décembre 2024) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service et à 4 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2024) à l'égard de certains autres gazoducs du Mexique. La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie, calculée à l'aide de l'information publiée par un tiers.

Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, la société n'avait aucune perte sur créances importante au 31 mars 2025 et il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

TC Énergie est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers qui détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Le portefeuille d'expositions au secteur financier de TC Énergie se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité.

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a 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 son investissement net dans des établissements étrangers après impôts, selon ce qui est jugé nécessaire.

La juste valeur et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2025		31 décembre 2024	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US ³	—	—	(11)	100 US

1 La juste valeur correspond à la valeur comptable.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Pour les trimestres clos les 31 mars 2025 et 2024, le bénéfice net (la perte nette) comprenait des gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs.

Le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2025	31 décembre 2024
Montant nominal	26 000 (18 100 US)	26 000 (18 000 US)
Juste valeur	25 700 (17 900 US)	25 700 (17 800 US)

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles, y compris les titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs. La valeur comptable de certains autres instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs à court terme, l'investissement net dans des contrats de location, les placements restreints, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, les dividendes à payer, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025		31 décembre 2024	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2}	(48 364)	(48 713)	(47 931)	(48 318)
Billets subordonnés de rang inférieur	(12 099)	(11 873)	(11 048)	(10 824)
	(60 463)	(60 586)	(58 979)	(59 142)

1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 3,0 milliards de dollars US (2,8 milliards de dollars US au 31 décembre 2024) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.

2 Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre clos le 31 mars 2025 comprend des pertes latentes de 88 millions de dollars (gains latents de 83 millions de dollars en 2024) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt. Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui étaient classés comme disponibles à la vente :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025		31 décembre 2024	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	—	50	—	33
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	276	3	256
Échéant entre 5 et 10 ans	1 609	7	1 578	—
Échéant à plus de 10 ans	35	24	—	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 110	80	1 070	64
	2 754	437	2 651	353

- 1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale captive en propriété exclusive de la société et, en 2025, des fonds ont aussi été mis de côté pour payer les prestations de soins de santé de certains employés actifs.
- 2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé condensé de la société.
- 3 Classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Classé au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	2025		2024	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets latents (pertes nettes latentes) de la période	36	3	64	3
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) de la période ³	(16)	—	(1)	—

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires.
- 2 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les autres placements restreints sont inscrits dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé condensé des résultats.
- 3 Les gains (pertes) réalisé(e)s sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée selon les cours du marché lorsqu'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes latent(e)s sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup 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 comptabilisation des activités à tarifs réglementés, 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 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

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 mars 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme				
Produits de base ²	22	—	480	502
Change	9	—	38	47
	31	—	518	549
Autres actifs à long terme				
Produits de base ²	13	—	56	69
Change	—	—	8	8
Taux d'intérêt	—	19	—	19
	13	19	64	96
Total des actifs dérivés	44	19	582	645
Créditeurs et autres				
Produits de base ²	—	—	(526)	(526)
Change	—	—	(138)	(138)
Taux d'intérêt	—	(15)	—	(15)
	—	(15)	(664)	(679)
Autres passifs à long terme				
Produits de base ²	—	—	(32)	(32)
Change	(20)	—	(28)	(48)
Taux d'intérêt	—	(55)	—	(55)
	(20)	(55)	(60)	(135)
Total des passifs dérivés	(20)	(70)	(724)	(814)
Total des dérivés	24	(51)	(142)	(169)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprend les achats et les ventes d'électricité et de gaz naturel.

au 31 décembre 2024					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	18	—	—	287	305
Change	—	—	—	42	42
	18	—	—	329	347
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	9	—	—	104	113
Change	—	—	—	9	9
	9	—	—	113	122
Total des actifs dérivés	27	—	—	442	469
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(1)	—	—	(291)	(292)
Change	—	—	(11)	(183)	(194)
Taux d'intérêt	—	(21)	—	—	(21)
	(1)	(21)	(11)	(474)	(507)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(1)	—	—	(46)	(47)
Change	—	—	—	(44)	(44)
Taux d'intérêt	—	(118)	—	—	(118)
	(1)	(118)	—	(90)	(209)
Total des passifs dérivés	(2)	(139)	(11)	(564)	(716)
Total des dérivés	25	(139)	(11)	(122)	(247)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprend les achats et les ventes d'électricité et de gaz naturel.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de la juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé condensé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs au titre des couvertures de la juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur ¹	
	31 mars 2025	31 décembre 2024	31 mars 2025	31 décembre 2024
Dettes à long terme	(4 230)	(3 935)	11	98

1 Au 31 mars 2025 et au 31 décembre 2024, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes représentaient des passifs de 40 millions de dollars et 41 millions de dollars, respectivement.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers, se présentaient comme suit :

au 31 mars 2025 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	9 918	47	—	—
Millions de dollars US	—	—	6 559	2 950
Millions de pesos mexicains	—	—	15 250	—
Dates d'échéance	2025-2044	2025-2032	2025-2030	2030-2034

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³, respectivement.

au 31 décembre 2024 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 192	53	—	—
Millions de dollars US	—	—	5 648	2 800
Millions de pesos mexicains	—	—	16 750	—
Dates d'échéance	2025-2044	2025-2031	2025-2027	2030-2034

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³, respectivement.

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹

Gains (pertes) latents au cours de la période		
Produits de base	(75)	(29)
Change	58	(71)
Gains (pertes) réalisés au cours de la période		
Produits de base	(29)	202
Change	(8)	51
Taux d'intérêt	2	—

Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

Gains (pertes) réalisés au cours de la période		
Produits de base	9	3
Change	1	—
Taux d'intérêt	(9)	(13)

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 dans les produits à leur montant net. 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 condensé des résultats.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 10) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹		
Produits de base	14	11
Change	(10)	—
	4	11

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste valeur ou de flux de trésorerie :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2025	2024
Couvertures de la juste valeur		
Contrats de taux d'intérêt ¹		
Éléments couverts	(44)	(30)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(9)	(13)
Couvertures de flux de trésorerie		
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) ^{2,3}		
Produits de base ⁴	4	3
Change ⁵	(3)	—
Taux d'intérêt ¹	(3)	(3)

1 Présenté au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Se reporter à la note 10 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie.

3 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

4 Présenté au poste « Produits – Énergie et solutions énergétiques » à l'état consolidé condensé des résultats.

5 Présenté aux postes « Intérêts débiteurs » et « Gains (pertes) de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des activités ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé condensé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Les tableaux qui suivent illustrent l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 mars 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation ¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	571	(478)	93
Change	55	(53)	2
Taux d'intérêt	19	(6)	13
	645	(537)	108
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(558)	478	(80)
Change	(186)	53	(133)
Taux d'intérêt	(70)	6	(64)
	(814)	537	(277)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation ¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	418	(290)	128
Change	51	(49)	2
	469	(339)	130
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(339)	290	(49)
Change	(238)	49	(189)
Taux d'intérêt	(139)	—	(139)
	(716)	339	(377)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 mars 2025, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 179 millions de dollars et des lettres de crédit de 81 millions de dollars (respectivement de 133 millions de dollars et de 59 millions de dollars au 31 décembre 2024). Au 31 mars 2025, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 90 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 75 millions de dollars au 31 décembre 2024).

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 mars 2025, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 8 millions de dollars (10 millions de dollars au 31 décembre 2024), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2025, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles ou des évaluations de courtiers à long terme ou encore des prix des produits de base négociés qui ont été visés par contrats selon des modalités semblables pour effectuer l'estimation appropriée de ces opérations. Au besoin, les prix de ces opérations à échéance éloignée sont actualisés afin de refléter les prix prévus sur les marchés applicables. Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, a été classée comme suit :

au 31 mars 2025		Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)			Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	229	295	47	571
Change	—	55	—	55
Taux d'intérêt	—	19	—	19
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(269)	(287)	(2)	(558)
Change	—	(186)	—	(186)
Taux d'intérêt	—	(70)	—	(70)
	(40)	(174)	45	(169)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours du trimestre clos le 31 mars 2025.

au 31 décembre 2024		Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)			Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	126	214	78	418
Change	—	51	—	51
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(116)	(217)	(6)	(339)
Change	—	(238)	—	(238)
Taux d'intérêt	—	(139)	—	(139)
	10	(329)	72	(247)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

La société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans et qui proviendront de sources renouvelables déterminées dans la province de l'Alberta. La juste valeur de ces contrats est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs et elle est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les volumes visés par les contrats proviendront environ à 80 % de la production éolienne, à 10 % de la production solaire et à 10 % du marché. Une partie de ces contrats a débuté en janvier 2025.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les	
	2025	2024
Solde au début de la période	72	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette) ¹	(23)	55
Transferts vers le niveau 2	(2)	(3)
Règlements	(2)	—
Solde à la fin de la période	45	41

1 Pour le trimestre clos le 31 mars 2025, les produits comprenaient des pertes latentes de 23 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 31 mars 2025 (gains latents de 55 millions de dollars en 2024).

13. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 0,4 milliard de dollars au 31 mars 2025 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2024, en raison des nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction de gazoducs aux États-Unis se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés à ANR et à d'autres projets de gazoducs, ce qui a été contrebalancé en partie par la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

Éventualités

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. La société évalue continuellement toutes les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent ses 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. À l'exception des questions décrites ci-après, la direction estime que le règlement ultime de ces procédures n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société. Les réclamations ci-après sont significatives et comportent un risque raisonnable de perte. Ce risque n'a toutefois pas été jugé probable et une estimation raisonnable ne peut être formulée.

Coastal GasLink LP

Coastal GasLink s'oppose à un certain nombre d'entrepreneurs relativement à la construction du gazoduc Coastal GasLink. Les questions d'ordre juridique significatives relatives à Coastal GasLink sont résumées ci-dessous.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd. (« P APC »), l'un de ses principaux anciens entrepreneurs en construction, sont en arbitrage. Coastal GasLink LP a résilié son contrat avec P APC pour motifs sérieux, en raison du défaut de P APC d'achever les travaux dans les délais, et a formulé une demande, conformément à la garantie de la société mère, au titre du paiement des obligations garanties. À la suite de la demande faite par Coastal GasLink LP concernant la garantie, P APC a déposé, en août 2022, une requête d'arbitrage. En date du 31 mars 2025, P APC visait des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée pour motifs sérieux, des dommages-intérêts en lien avec la résiliation et des paiements supposément à effectuer d'au moins 460 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de P APC et a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de P APC ainsi que de sa société-mère et garant, Bonatti S.p.A., citant les délais et l'incapacité de P APC à effectuer et à gérer les travaux conformément aux modalités de son contrat. Coastal GasLink LP estime que ses dommages-intérêts se chiffrent à 1,3 milliard de dollars. P APC et Bonatti S.p.A. contestent la requête de Coastal GasLink LP et font valoir que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP, le cas échéant, sont assujettis à une limite

contractuelle d'environ 220 millions de dollars. L'audience auparavant prévue pour novembre 2024 a été reportée au troisième trimestre de 2025. Au 31 mars 2025, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Indépendamment à ce qui précède, Coastal GasLink LP a prélevé un montant sur une lettre de crédit de soutien irrévocable de 117 millions de dollars fournie par PAPC en se basant sur l'estimation de bonne foi que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP sont supérieurs à la valeur nominale de la lettre de crédit. PAPC a demandé une ordonnance interdisant à Coastal GasLink LP de prélever des montants sur ladite lettre en attendant les résultats de l'arbitrage entre Coastal GasLink LP, PAPC et Bonatti S.p.A., mais n'a pas obtenu gain de cause. Coastal GasLink LP peut maintenant utiliser les fonds recouverts au moyen de la lettre de crédit. PAPC et Bonatti S.p.A. ont modifié leurs réclamations initiales en vue d'obtenir des dommages-intérêts additionnels en lien avec les prélèvements sur la lettre de crédit. Le montant de la réclamation n'a pas été déterminé au-delà du montant de 117 millions de dollars. Les parties ont convenu que la question des dommages-intérêts découlant du prélèvement fait par Coastal GasLink LP sur la lettre de crédit sera évaluée, au besoin, à une date ultérieure à l'audience d'arbitrage mentionnée plus haut.

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

Coastal GasLink LP et la coentreprise Macro Spiecapag Coastal Gaslink Joint Venture (« MSJV »), son ancien entrepreneur principal, sont en arbitrage. En mai 2021, Coastal GasLink LP a mis fin à une partie des travaux visés par le contrat conclu avec MSJV. MSJV a poursuivi les travaux restants en tant que principal entrepreneur, mais elle n'a pas achevé ces travaux dans les délais. Coastal GasLink LP réclame des dommages-intérêts d'environ 560 millions de dollars au titre des retards, des coûts indirects en tant que propriétaire, des coûts afférents au remplacement de l'entrepreneur et du remboursement, sans préjudice, des paiements effectués. MSJV a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de Coastal GasLink LP visant des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée et des coûts supplémentaires à hauteur d'environ 480 millions de dollars. Le processus d'arbitrage devrait être fixé au deuxième trimestre de 2025. Au 31 mars 2025, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. 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.

Le 15 mai 2024, le tribunal a attribué la responsabilité à l'égard des dommages-intérêts totaux relatifs au processus de vente se chiffrant à 398 millions de dollars US à l'ancien chef de la direction et à l'ancien chef des finances de Columbia, collectivement, dans une proportion de 50 %, et à TC Énergie dans une proportion de 50 %. Aux termes de l'ordonnance et du jugement définitifs (le « jugement définitif »), la part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts relatifs au processus de vente s'élève à 199 millions de dollars US, auxquels s'ajoutaient des intérêts de 153 millions de dollars US en date du 14 juin 2024. Le tribunal a également prononcé un jugement afférent à une demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation pour laquelle la part de TC Énergie est de 84 millions de dollars US, majorée des intérêts de 64 millions de dollars US au 14 juin 2024. Les dommages-intérêts en lien avec les deux demandes ne sont pas cumulatifs et TC Énergie ne serait tenue de payer que le montant le plus élevé des dommages-intérêts relatifs au processus de vente ou de la demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation, après la confirmation définitive de ces montants au moment de l'appel, y compris les intérêts supplémentaires calculés en date du paiement.

TC Énergie est en désaccord avec plusieurs conclusions du tribunal et elle estime que les décisions du tribunal s'écartent des dispositions prévues dans les lois de l'État du Delaware. TC Énergie a fait appel de la décision auprès de la Cour suprême du Delaware et une décision définitive est attendue au milieu de 2025. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars US, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois. Selon l'appréciation juridique faite par la société, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 31 mars 2025.

Garanties

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garanti la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. Ces ententes sont assorties d'une garantie et d'une lettre de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel.

TC Énergie et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme au bilan consolidé condensé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Échéance	31 mars 2025		31 décembre 2024	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Prorogable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Sur de Texas	Prorogable jusqu'en 2053	87	1	93	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2032	59	1	59	1
		234	2	240	1

1 Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

14. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV ou qui ne sont pas considérées comme des entreprises s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025	31 décembre 2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	599	311
Débiteurs	886	839
Stocks	206	205
Autres actifs à court terme	94	121
	1 785	1 476
Immobilisations corporelles	49 988	49 904
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	933	865
Placements restreints	993	950
Actifs réglementaires	82	53
Écart d'acquisition	477	479
Autres actifs à long terme	67	59
	54 325	53 786
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	179	—
Créditeurs et autres	1 568	1 866
Intérêts courus	222	202
Tranche à court terme de la dette à long terme	117	2 062
	2 086	4 130
Passifs réglementaires	1 295	1 232
Autres passifs à long terme	81	70
Passifs d'impôts reportés	8	7
Dette à long terme	13 762	12 387
	17 232	17 826

EDDV non consolidées

La valeur comptable des EDDV non consolidées et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2025	31 décembre 2024
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	7 129	7 043
Coastal GasLink	879	1 006
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	162	160
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	2 650	1 877
Coastal GasLink ²	265	265
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	2	2
Risque maximal de perte	11 087	10 353

1 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.

2 TC Énergie est soumise à l'obligation contractuelle de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité supplémentaire du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts. En plus de la convention de prêt subordonné, TC Énergie a conclu une convention d'apports de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 37 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs aux projet Cedar Link.