

TC Énergie affiche une forte performance pour le troisième trimestre et ajuste ses perspectives financières sur trois ans

*Perspectives prolongées jusqu'en 2028, grâce à une vision claire des investissements jusqu'à la fin de la décennie
Approbation de nouveaux projets de croissance de 0,7 milliard de dollars au troisième trimestre, pour un total de plus de 5 milliards de dollars de projets de croissance rentables à faible risque annoncés au cours des douze derniers mois*

CALGARY (Alberta) – Le 6 novembre 2025 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le troisième trimestre, ainsi qu'une mise à jour de ses perspectives financières sur trois ans et de ses priorités stratégiques pour 2026. « Grâce à la vigueur des facteurs fondamentaux au sein du secteur de l'énergie en Amérique du Nord, à la forte performance de nos actifs et à la réalisation exceptionnelle de projets, nous prolongeons nos perspectives de croissance annuelle du BAIIA comparable¹ de 5 % à 7 % jusqu'en 2028 », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Notre stratégie fonctionne, et nous créons constamment de la valeur sans prendre de risques supplémentaires. Au cours des 12 derniers mois, nous avons approuvé de nouveaux projets de croissance de plus de 5 milliards de dollars dans l'ensemble de notre portefeuille nord-américain de gaz naturel et d'électricité, y compris l'annonce aujourd'hui de trois projets de gazoducs. Collectivement, ces projets devraient dégager un multiple de la construction² moyen pondéré d'environ 5,9 fois et ils sont soutenus par des contrats d'achat ferme de 20 ans ou des contrats fondés sur le coût des services. Cela illustre bien notre cadre d'affectation du capital à faible risque, axé sur les projets à rendement élevé dans les corridors existants et soutenu par des contrats à long terme conclus avec des contreparties fiables. Notre performance depuis le début de l'exercice continue de témoigner de la valeur des occasions qui nous sont offertes ainsi que de notre capacité à constamment afficher une forte croissance à faible risque et une performance reproductible. »

Points saillants financiers

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

- Résultats financiers découlant des activités poursuivies³ pour le troisième trimestre de 2025 :
 - résultat comparable¹ de 0,8 milliard de dollars, ou de 0,77 \$ par action ordinaire¹, comparativement à 0,9 milliard de dollars, ou 0,86 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2024;
 - bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 0,8 milliard de dollars, ou de 0,78 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,3 milliard de dollars, ou 1,29 \$ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2024;
 - BAIIA comparable de 2,7 milliards de dollars, contre 2,4 milliards de dollars pour le troisième trimestre de 2024;
 - bénéfice sectoriel de 1,9 milliard de dollars, contre 2,4 milliards de dollars pour le troisième trimestre de 2024.

¹ 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 et mesures financières supplémentaires » du présent communiqué de presse.

² 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.

³ 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.

- Perspectives pour 2025 :
 - le **BAIIA comparable** devrait se situer dans une fourchette de 10,8 à 11,0 milliards de dollars;
 - 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;
 - les **dépenses en immobilisations** brutes devraient s'établir dans la partie inférieure d'une fourchette de 6,1 à 6,6 milliards de dollars, tandis que les dépenses en immobilisations nettes¹ devraient se situer entre 5,5 et 6,0 milliards de dollars, ce qui témoigne de l'efficacité des investissements grâce à l'exécution fructueuse des projets en 2025.
- Perspectives pour 2026 et sur trois ans :
 - le **BAIIA comparable pour 2026** devrait se situer dans une fourchette de 11,6 à 11,8 milliards de dollars, ce qui représente une croissance de 6 % à 8 % d'un exercice à l'autre;
 - le **BAIIA comparable pour 2028** devrait se situer dans une fourchette de 12,6 à 13,1 milliards de dollars, ce qui représente un taux de croissance annuel de 5 % à 7 % pour la période de 2025 à 2028.
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,85 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2025.

Points saillants en matière d'exploitation

- Le secteur Gazoducs – Canada a effectué des livraisons moyennes de 23,0 Gpi³/j, en hausse de 2 % par rapport au troisième trimestre de 2024.
 - Les réceptions totales moyennes du réseau de NGTL se sont établies à 14,0 Gpi³/j, en hausse de 1 % par rapport au troisième trimestre de 2024.
- Le secteur Gazoducs – États-Unis a généré des débits quotidiens moyens de 26,3 Gpi³/j, soit un niveau comparable à celui du troisième trimestre de 2024.
 - Les livraisons moyennes aux installations de GNL se sont établies à 3,7 Gpi³/j, en hausse de 15 % par rapport au troisième trimestre de 2024, et elles ont établi un nouveau record quotidien de 4,0 Gpi³ le 7 août 2025.
- Le secteur Gazoducs – Mexique a généré des débits moyens de 3,3 Gpi³/j, en hausse de 2 % par rapport au troisième trimestre de 2024.
- La capacité disponible de Bruce Power a été de 94 % au troisième trimestre de 2025.
- Les centrales de cogénération ont atteint une capacité disponible de 87,7 % au troisième trimestre de 2025, ce qui reflète les travaux d'entretien prévus à la centrale de MacKay River.

Points saillants relatifs aux projets

- Depuis le début de l'exercice, nous avons mis en service des actifs d'environ 8 milliards de dollars dans les délais et sous le budget.
 - En septembre, le tronçon Valhalla du projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») de NGTL a été mis en service plus tôt que prévu à un coût en capital d'environ 0,2 milliard de dollars. Le projet VNBR, qui se compose d'un nouveau gazoduc, d'un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et des installations connexes, est conçu de manière à fournir environ 0,4 Gpi³/j de capacité supplémentaire au réseau de NGTL.
 - Le projet VR sur notre réseau de Columbia a été mis en service en novembre 2025, et le coût total du projet s'est élevé à environ 0,5 milliard de dollars US. Ce projet dotera le réseau d'une capacité supplémentaire allant de Greensville County, en Virginie, jusqu'aux points de livraison à Norfolk, en Virginie.
 - Le projet WR, qui fournit une capacité à partir du réseau principal jusqu'à plusieurs points de livraison de notre réseau d'ANR au Wisconsin, a été mis en service en novembre 2025, à un coût total d'environ 0,7 milliard de dollars US.
- Nous avons approuvé des projets de 0,7 milliard de dollars dans les corridors existants, à un multiple de la construction moyen pondéré de 5,9 fois, lesquels comprennent :

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.

- les projets TCO Connector de 0,3 milliard de dollars US et Midwest Connector de 0,1 milliard de dollars US sur notre réseau de Columbia Gas et notre réseau étendu. Ensemble, ces projets visent à fournir une capacité d'environ 0,6 Gpi³/j à de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel afin de soutenir la croissance prévue de la production d'électricité, y compris la croissance attendue liée aux centres de données. Les projets TCO Connector et Midwest Connector ont des dates de mise en service respectives prévues en 2030 et en 2031.
- Nous demeurons déterminés à maximiser la valeur de nos actifs. Le 30 octobre 2025, la FERC a approuvé le règlement au titre du dossier tarifaire déposé en vertu de l'article 4 visant Columbia Gas, qui prévoit une augmentation des tarifs déposés au préalable.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	813	1 338	2 653	3 130
par action ordinaire – de base	0,78 \$	1,29 \$	2,55 \$	3,02 \$
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)				
Gazoducs – Canada	533	495	1 600	1 510
Gazoducs – États-Unis	801	1 330	2 817	3 135
Gazoducs – Mexique	407	237	809	715
Énergie et solutions énergétiques	190	354	637	826
Siège social	(3)	(33)	(15)	(120)
Total du bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 928	2 383	5 848	6 066
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies				
Gazoducs – Canada	913	845	2 726	2 537
Gazoducs – États-Unis	1 062	1 002	3 518	3 311
Gazoducs – Mexique	416	265	968	765
Énergie et solutions énergétiques	266	326	791	873
Siège social	(3)	(26)	(15)	(56)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 654	2 412	7 988	7 430
Amortissement	(701)	(628)	(2 050)	(1 896)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(848)	(777)	(2 535)	(2 340)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	55	210	417	551
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	22	(33)	67	(41)
Intérêts créditeurs et autres	47	61	147	204
(Charge) recouvrement d'impôts inclus(e) dans le résultat comparable	(260)	(180)	(846)	(604)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable	(136)	(145)	(468)	(457)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(26)	(84)	(76)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	805	894	2 636	2 771
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,77 \$	0,86 \$	2,53 \$	2,67 \$

1 Les résultats reflètent les activités poursuivies.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie¹				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ²	1 920	1 915	5 452	5 612
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{2,3}	1 790	1 915	5 703	6 225
Dépenses d'investissement ⁴	1 506	2 109	4 694	5 597
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁵	—	(7)	—	419
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,85 \$⁶	0,96 \$	2,55 \$⁶	2,88 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 040	1 038	1 040	1 038
– émises et en circulation à la fin de la période	1 041	1 038	1 041	1 038

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Comprend les résultats du secteur Pipelines de liquides pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement à néant pour les périodes correspondantes de 2025. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

3 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 et mesures financières supplémentaires » du présent communiqué de presse.

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.

6 Reflète les dividendes déclarés postérieurement à la scission.

Message du chef de la direction

Au cours des neuf premiers mois de 2025, nous avons continué de démontrer la force de nos activités et de notre exposition sans pareille aux segments à plus forte croissance du marché de l'énergie, du gaz naturel et de l'électricité. Notre performance confirme l'efficacité de notre stratégie, et nous continuons de créer constamment de la valeur sans accroître nos risques. Notre performance pour le troisième trimestre reflète la réalisation fructueuse de notre ensemble clair de priorités stratégiques, alors que nous continuons de livrer de l'énergie de façon sécuritaire et fiable partout en Amérique du Nord. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, le BAIIA comparable a augmenté d'environ 8 % et le bénéfice sectoriel a diminué d'environ 4 % par rapport à la période correspondante de 2024. Les perspectives pour nos activités demeurent façonnées par les tendances structurelles favorables dans l'ensemble du paysage énergétique nord-américain. La demande à la hausse, la dynamique réglementaire favorable et la trajectoire claire en vue d'une croissance à long terme et à faible risque renforcent notre confiance dans la valeur que nous offrons à nos actionnaires.

Selon nos dernières prévisions, la demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait augmenter de 45 Gpi³/j d'ici 2035, en raison principalement de la multiplication par trois des exportations de GNL et de la demande d'électricité sans précédent liée aux centres de données et aux conversions du charbon au gaz. Nous estimons que l'infrastructure de TC Énergie joue un rôle essentiel dans la satisfaction des besoins énergétiques croissants. Depuis le début de l'exercice, **nous avons mis en service des projets d'environ 8 milliards de dollars dans les délais et sous le budget dans une mesure de 15 %**, et nous prévoyons mettre en service des projets de 8,2 milliards de dollars d'ici la fin de l'exercice. Ce montant est légèrement inférieur à nos prévisions précédentes, en raison notamment de l'efficacité des investissements réalisés grâce à l'exécution fructueuse des projets. En septembre, nous avons mis en service le tronçon Valhalla du projet VRBR sur le réseau de NGTL en avance sur le calendrier. En novembre, nous avons mis en service avec succès le projet VR de 0,5 milliard de dollars US et le projet WR de 0,7 milliard de dollars US sur nos réseaux de Columbia et d'ANR respectivement, dans les délais et sous le budget. Ces projets ajoutent une capacité essentielle dans des marchés en pleine croissance, tout en faisant progresser la modernisation du réseau. En 2026, nous prévoyons mettre en service des immobilisations d'environ 4 milliards de dollars, y compris le réacteur 3 de Bruce Power dans le cadre du programme de remplacement des composantes principales (« RCP »). Grâce à un contrat à long terme conclu avec le SIERE de l'Ontario jusqu'en 2064, la réalisation fructueuse des RCP de chaque unité visée devrait améliorer la disponibilité, ce qui fournira de l'électricité de base fiable et sans émissions dans un marché où la demande devrait augmenter de 75 % d'ici 2050¹. Ces projets illustrent notre capacité à constamment dégager une croissance réalisable qui contribue à la résilience financière soutenue à long terme.

L'élan s'accélère dans les trois pays de l'Amérique du Nord, car les changements réglementaires indiquent que les processus d'obtention de permis pourraient devenir plus clairs et plus rapides. Grâce à son envergure continentale et à son portefeuille ciblé d'actifs de gaz naturel et d'électricité, TC Énergie est bien positionnée pour tirer parti d'occasions de croissance structurelle à faible risque et à long terme qui créeront de la valeur durable tout en répondant aux besoins énergétiques croissants de l'Amérique du Nord. **Au cours des 12 derniers mois, nous avons approuvé plus de 5 milliards de dollars de nouveaux projets de croissance**, ce qui illustre notre approche disciplinée en matière d'affectation du capital, laquelle accorde la priorité aux projets à faible risque et à fort rendement. Cela comprend des projets de croissance de 0,7 milliard de dollars récemment approuvés, s'appuyant tous sur des contrats d'achat ferme de 20 ans ou des contrats fondés sur le coût des services conclus avec des contreparties solides et devant dégager des multiples de la construction moyens pondérés de 5,9 fois. Parmi ceux-ci, on compte les projets TCO Connector de 0,3 milliard de dollars US et Midwest Connector de 0,1 milliard de dollars US sur notre réseau de Columbia Gas et notre réseau étendu. Les dates d'entrée en service prévues de ces projets sont respectivement en 2030 et en 2031, et ceux-ci visent à fournir une capacité totale de 0,6 Gpi³/j aux fins de la production d'électricité alimentée au gaz naturel en vue de soutenir la croissance prévue de la production d'électricité, y compris la demande attendue des centres de données. Avec des projets

¹ SIERE de l'Ontario.

de 17 Gpi³/j en cours d'aménagement¹, nous demeurons déterminés à créer une valeur durable pour les actionnaires tout en répondant aux besoins énergétiques en constante évolution de l'Amérique du Nord.

Grâce à notre vision claire permettant d'entrevoir une croissance stable et à faible risque soutenue par de forts signaux de demande, à une dynamique réglementaire favorable, à un rendement exceptionnel de nos actifs et à la réalisation de projets, **nous avons ajusté nos perspectives financières sur trois ans jusqu'en 2028**. Nous prévoyons maintenant que le BAIIA comparable en 2026 se situera entre 11,6 et 11,8 milliards de dollars, soit une augmentation de 6 % à 8 % en regard de 2025. Nos perspectives pour la période de 2025 à 2028 prévoient un BAIIA comparable se situant dans une fourchette de 12,6 à 13,1 milliards de dollars, ce qui représenterait un taux de croissance annuel composé de 5 % à 7 %. Nous continuons de faire progresser nos priorités stratégiques, soit la réalisation d'un ensemble choisi de projets de croissance ainsi que le maintien d'une solidité et d'une flexibilité financières, tout en maximisant la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle, et nous croyons être en bonne position pour offrir une valeur prévisible et reproductible aux actionnaires jusqu'à la fin de la décennie et au-delà.

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 31 décembre 2025, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,40 \$ par action ordinaire.

¹ Les projets en cours d'aménagement de TC Énergie comprennent les projets visant la capacité approuvés ainsi que les projets en cours de construction ou d'élaboration.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 6 novembre 2025 à 6 h 30 (HR) ou à 8 h 30 (HE) pour discuter de nos résultats financiers du troisième 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 **1-833-752-3826 (Canada et États-Unis – sans frais) ou le 1-647-846-8864 (international – payant)** au moins 15 minutes avant le 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/13944>. 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 (HE), le jeudi 13 novembre 2025. Il suffira de composer le 1-855-669-9658 (Canada et États-Unis – sans frais) ou le 1-412-317-0088 (international – payant), ainsi que le code d'accès 9548696.

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 un chef de file en infrastructures énergétiques en Amérique du Nord présent au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Chaque jour, notre équipe dévouée connecte avec fierté le monde à l'énergie dont il a besoin en transportant plus de 30 % du gaz naturel à combustion propre sur tout le continent. Complétée par des participations stratégiques et des investissements à faible risque dans la production d'électricité, notre infrastructure alimente les industries et produit une énergie abordable, fiable et durable dans toute l'Amérique du Nord, tout en rendant possible l'exportation de GNL sur les marchés mondiaux.

Nos activités sont fondées sur les liens que nous nouons. En collaborant avec les collectivités, les entreprises et les chefs de file de l'ensemble du vaste réseau énergétique, nous créons des occasions immédiates et pour les générations futures.

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 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 du BAIIA comparable attendu, du résultat comparable total et par action ordinaire ainsi que des sources et facteurs de ceux-ci, sur les attentes à l'égard des dépenses en immobilisations et dépenses en immobilisations nettes prévues ainsi que du calendrier de celles-ci, sur les attentes à l'égard des projets approuvés déterminés, y compris les dépenses en immobilisations connexes, le calendrier et les résultats, sur les attentes à l'égard des projets achevés ainsi que leur incidence, sur les attentes à l'égard de la valeur approximative des projets devant être mis en service en 2025 et en 2026, 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, et sur les attentes quant à notre capacité de réaliser notre portefeuille de projets de croissance et d'assurer notre solidité et notre agilité financières, à notre capacité d'assurer une croissance solide à faible risque et un rendement reproductible, aux conditions prévues du secteur, du marché et de l'économie, de même qu'aux négociations commerciales en cours, y compris leur incidence prévue sur nos activités, nos clients et nos fournisseurs. Nos énoncés prospectifs sont assujéti 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*, qui peut être consulté 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 représentatifs 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

Troisième trimestre de 2025

Rapport de gestion

Le 5 novembre 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités ci-joints pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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, y compris les énoncés à l'égard de notre cible intermédiaire d'intensité des émissions de méthane;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique ainsi que les négociations commerciales en cours, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

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

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

Hypothèses

- la concrétisation des effets attendus des acquisitions et des cessions, 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.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice				
Produits	3 704	3 358	11 071	10 194
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	1 457	2 420	3 623
découlant des activités poursuivies	813	1 338	2 653	3 130
découlant des activités abandonnées	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,58 \$	1,40 \$	2,33 \$	3,49 \$
découlant des activités poursuivies	0,78 \$	1,29 \$	2,55 \$	3,02 \$
découlant des activités abandonnées	(0,20) \$	0,11 \$	(0,22) \$	0,47 \$
BAIIA comparable ²	2 654	2 791	7 988	8 575
découlant des activités poursuivies	2 654	2 412	7 988	7 430
découlant des activités abandonnées	—	379	—	1 145
Résultat comparable ²	805	1 074	2 636	3 336
découlant des activités poursuivies	805	894	2 636	2 771
découlant des activités abandonnées	—	180	—	565
Résultat comparable par action ordinaire ²	0,77 \$	1,03 \$	2,53 \$	3,21 \$
découlant des activités poursuivies	0,77 \$	0,86 \$	2,53 \$	2,67 \$
découlant des activités abandonnées	—	0,17 \$	—	0,54 \$
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,85 \$ ³	0,96 \$	2,55 \$ ³	2,88 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 040	1 038	1 040	1 038
– émises et en circulation à la fin de la période	1 041	1 038	1 041	1 038

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie¹				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ^{2,3}	1 920	1 915	5 452	5 612
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{2,3}	1 790	1 915	5 703	6 225
Dépenses d'investissement ⁴	1 506	2 109	4 694	5 597
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁵	—	(7)	—	419

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 Comprend les résultats du secteur Pipelines de liquides pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement à néant pour les périodes correspondantes de 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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Gazoducs – Canada	533	495	1 600	1 510
Gazoducs – États-Unis	801	1 330	2 817	3 135
Gazoducs – Mexique	407	237	809	715
Énergie et solutions énergétiques	190	354	637	826
Siège social	(3)	(33)	(15)	(120)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	1 928	2 383	5 848	6 066
Intérêts débiteurs	(847)	(777)	(2 534)	(2 340)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	55	210	417	551
Gains (pertes) de change, montant net	30	(38)	142	(78)
Intérêts créditeurs et autres	47	61	147	204
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 213	1 839	4 020	4 403
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies	(245)	(307)	(875)	(699)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	968	1 532	3 145	3 704
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette)	764	1 651	2 912	4 197
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(127)	(168)	(408)	(498)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	637	1 483	2 504	3 699
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(26)	(84)	(76)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	1 457	2 420	3 623
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,58 \$	1,40 \$	2,33 \$	3,49 \$
découlant des activités poursuivies	0,78 \$	1,29 \$	2,55 \$	3,02 \$
découlant des activités abandonnées	(0,20) \$	0,11 \$	(0,22) \$	0,47 \$

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires				
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	968	1 532	3 145	3 704
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(127)	(168)	(408)	(498)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	841	1 364	2 737	3 206
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(26)	(84)	(76)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	813	1 338	2 653	3 130
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	1 457	2 420	3 623

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 représenté une baisse de 525 millions de dollars, ou de 0,51 \$ par action ordinaire, et de 477 millions de dollars, ou de 0,47 \$ par action ordinaire, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, comparativement aux périodes correspondantes de 2024. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour connaître les éléments particuliers comptabilisés dans le « Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies » et exclus du résultat comparable découlant des activités poursuivies.

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 (« BAILI 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 au départ à la retraite; et les gains et pertes de change latents sur les prêts intersociétés qui ont une incidence sur le résultat consolidé.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Ces mesures s'appliquent à nos activités poursuivies et 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 et les périodes comparatives 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	rentées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentées 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 rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées 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 rentrées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des (gains) pertes de change, les intérêts créditeurs et autres, la charge (le recouvrement) d'impôts, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées inscrits à notre état consolidé 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 ainsi qu'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 éléments 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 87 millions de dollars et des pertes de change latentes nettes avant impôts de 42 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, respectivement, 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 12 millions de dollars et une charge avant impôts de 79 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, respectivement, 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

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2024 lié à la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »), qui a été finalisée au troisième trimestre de 2024;
- un gain avant impôts de 48 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2024 découlant de la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars et un recouvrement avant impôts de 19 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, 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;
- des coûts avant impôts de 10 millions de dollars liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL de Nova Gas Transmission Ltd à NGTL GP Ltd. au nom de NGTL Limited Partnership (transfert de la propriété du réseau de NGTL) au deuxième trimestre de 2024;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers au premier trimestre de 2024;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars et de 15 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, se rapportant aux coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 52 millions de dollars et de néant pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle.

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	813	1 338	2 653	3 130
Postes particuliers (avant impôts) :				
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	(12)	5	79	(19)
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ³	(87)	52	42	—
(Gain) perte sur la vente de PNGTS	—	(572)	—	(572)
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	—	—	(48)
Règlement avec un tiers	—	—	—	34
Coûts liés au projet Focus ⁴	—	5	—	15
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	—	10
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(8)	(7)	(26)	(6)
Activités de gestion des risques ⁵	114	(54)	(141)	132
Impôts liés à des postes particuliers⁶	(15)	127	29	95
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	805	894	2 636	2 771
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,78 \$	1,29 \$	2,55 \$	3,02 \$
Postes particuliers (après impôts)	(0,01)	(0,43)	(0,02)	(0,35)
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,77 \$	0,86 \$	2,53 \$	2,67 \$

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

2 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 » de nos états financiers consolidés condensés pour obtenir des précisions.

3 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.

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	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2025	2024	2025	2024
	(en millions de dollars)				
	Gazoducs – États-Unis	8	(13)	66	(76)
	Installations énergétiques au Canada	(50)	7	(72)	67
	Installations énergétiques aux États-Unis	2	3	4	(8)
	Stockage de gaz naturel	(7)	33	(27)	(37)
	Change	(68)	24	169	(78)
	Taux d'intérêt	1	—	1	—
		(114)	54	141	(132)
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	27	(13)	(35)	33
	Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	(87)	41	106	(99)

6 Se reporter à la rubrique « Siègne 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.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
(en millions de dollars, sauf les montants par action)				
Gazoducs – Canada	913	845	2 726	2 537
Gazoducs – États-Unis	1 062	1 002	3 518	3 311
Gazoducs – Mexique	416	265	968	765
Énergie et solutions énergétiques	266	326	791	873
Siège social	(3)	(26)	(15)	(56)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 654	2 412	7 988	7 430
Amortissement	(701)	(628)	(2 050)	(1 896)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(848)	(777)	(2 535)	(2 340)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	55	210	417	551
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	22	(33)	67	(41)
Intérêts créditeurs et autres	47	61	147	204
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(260)	(180)	(846)	(604)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(136)	(145)	(468)	(457)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(26)	(84)	(76)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	805	894	2 636	2 771
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,77 \$	0,86 \$	2,53 \$	2,67 \$

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 30 septembre 2025 a été supérieur de 242 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique à la hausse, attribuable au résultat accru de TGNH se rapportant surtout à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation de la charge d'impôts ayant découlé principalement de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada, attribuable principalement à l'augmentation de l'amortissement et des impôts transférables relatifs au réseau de NGTL et aux apports plus importants de Coastal GasLink;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable surtout à une augmentation du résultat de Columbia Gas par suite d'une hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025 et pouvant faire l'objet d'un remboursement à la conclusion de l'instance tarifaire en cours, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et aux ventes contractuelles supplémentaires, facteurs en partie compensés par la hausse des coûts d'exploitation et la diminution du résultat imputable à la vente de PNGTS, finalisée au troisième trimestre de 2024. Se reporter à la section « Gazoducs – États-Unis » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- le BAIIA à la hausse du secteur Siège social résultant surtout des coûts engagés en 2024 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées;
- le BAIIA moindre du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement imputable aux apports nets inférieurs de Bruce Power du fait du recul de la production attribuable surtout au programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 4, facteur en partie contré par le prix contractuel plus élevé, ainsi qu'à la baisse des prix de l'électricité réalisés par les installations énergétiques au Canada, compensée en partie par la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires;
- l'incidence 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 1,38 en 2025, contre 1,36 en 2024. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 a été supérieur de 558 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 de l'amortissement et des impôts transférables relatifs au réseau de NGTL et aux apports plus importants de Coastal GasLink;
- le BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique à la hausse, attribuable principalement au résultat accru de TGNH se rapportant surtout à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation de la charge d'impôts ayant découlé principalement de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable surtout à une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite d'une hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025 et pouvant faire l'objet d'un remboursement à la conclusion de l'instance tarifaire en cours, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et aux ventes contractuelles supplémentaires, facteurs en partie compensés par la diminution du résultat imputable à la vente de PNGTS, finalisée au troisième trimestre de 2024, par les coûts d'exploitation plus élevés et par la baisse du bénéfice de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la section « Gazoducs – États-Unis » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- le BAIIA à la hausse du secteur Siège social résultant surtout des coûts engagés en 2024 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées;
- le BAIIA moindre du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable au repli des prix de l'électricité réalisés par les installations énergétiques au Canada, aux apports nets inférieurs de Bruce Power en raison surtout du programme de RCP du réacteur 4, à la hausse des coûts d'exploitation, facteur en partie contré par le prix contractuel plus

élevé, ainsi qu'à l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des coûts liés à l'expansion des affaires;

- 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 1,40 en 2025, contre 1,36 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 l'amortissement, les charges financières et les impôts sur le bénéfice, les variations de ces coûts influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière importante sur notre bénéfice net.

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

Le résultat comparable a diminué de 89 millions de dollars, ou de 0,09 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 comparativement à celui de la période correspondante de 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison surtout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway;
- la charge d'impôts accrue attribuable surtout à l'incidence de l'exposition au change au Mexique, à un changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- 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 ainsi qu'à Columbia Gas au titre du règlement de principe déposé auprès de la FERC au troisième trimestre de 2025. Se reporter à la section « Gazoducs – États-Unis » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US et la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la baisse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite essentiellement du repli du bénéfice net de TGNH en raison de l'incidence nette de la hausse du BAIIA et de la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à la suite de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, ainsi que de l'incidence globale du change. En outre, la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024, contrée en partie par l'augmentation du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf, a également contribué au recul du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle.

Le résultat comparable a reculé de 135 millions de dollars, ou de 0,14 \$ par action ordinaire, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 charge d'impôts accrue attribuable surtout à l'incidence de l'exposition au change au Mexique, à la hausse des impôts sur le bénéfice transférable et à un changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités;
- la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024;
- 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 ainsi qu'à Columbia Gas au titre du règlement de principe déposé auprès de la FERC au troisième trimestre de 2025. Se reporter à la section « Gazoducs – États-Unis » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;

- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison surtout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et de la suspension de la comptabilisation de la provision liée au tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes au premier trimestre de 2025, ce qui a été neutralisé en partie par les dépenses en immobilisations à la hausse engagées à l'égard des projets de gazoducs aux États-Unis;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en raison de l'incidence nette de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE au deuxième trimestre de 2024, du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf et de la cession de PNGTS au troisième trimestres de 2024;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US, la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

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

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

Nous avons mis en service des projets visant la capacité des gazoducs d'environ 7,6 milliards de dollars dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord, dont le gazoduc Southeast Gateway. Des dépenses d'investissement de maintien de 1,5 milliard de dollars environ ont été engagées au cours de la période.

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

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 30 septembre 2025
Gazoducs – Canada¹			
Réseau de NGTL	2026	0,6 ²	0,3
	2027+	0,5 ²	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,5	0,6
Gazoducs – États-Unis			
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	0,8 US	—
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie	2030	0,3 US	—
Projets TCO Connector et Midwest Connector	2030-2031	0,4 US	—
Autres investissements ³	2025-2028	1,8 US	0,5 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,6 US	0,6 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁵	—	0,4 US	0,3 US
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	1,0
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	0,8
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁸	2025-2027	0,5	—
		17,9	5,1
Incidence du change sur les projets garantis ⁹		3,5	0,7
Total des projets garantis (en dollars CA)		21,4	5,8

- 1 Notre quote-part des capitaux propres engagés pour financer le coût estimé du projet Coastal GasLink - Cedar Link se chiffre à 37 millions de dollars.
- 2 Comprend les montants liés aux projets prévus dans le plan de croissance pluriannuel pour lesquels une décision d'investissement finale a été obtenue.
- 3 Comprend des dépenses en immobilisations liées à certains projets de maintenance de grande envergure dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière en matière de recouvrements réglementaires.
- 4 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions en suspens relatives aux parties prenantes.
- 5 Coût estimatif du projet conformément aux contrats conclus en 2022 dans le cadre de l'alliance stratégique de TGNH intervenue entre TC Énergie et la CFE. Nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future et d'une révision des coûts estimés.
- 6 Les montants sont présentés déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement attendus annoncés par le gouvernement du Canada en février 2024.
- 7 Représente 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 Comprend 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 Représente un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,39 au 30 septembre 2025.

Gazoducs – Canada

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)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Réseau de NGTL	649	598	1 925	1 797
Réseau principal au Canada	193	193	572	576
Autres gazoducs au Canada ¹	71	54	229	164
BAIIA comparable	913	845	2 726	2 537
Amortissement	(380)	(350)	(1 126)	(1 037)
BAIL comparable	533	495	1 600	1 500
Poste particulier :				
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	—	—	—	10
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	533	495	1 600	1 510

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 a augmenté de 38 millions de dollars et de 90 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024 et il comprend un gain avant impôts de 10 millions de dollars sur la vente d'actifs secondaires au deuxième trimestre de 2024, qui a été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	200	193	597	585
Réseau principal au Canada	62	61	185	176
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			19 319	19 342
Réseau principal au Canada			3 713	3 664

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, le bénéfice net du réseau de NGTL s'est accru respectivement de 7 millions de dollars et de 12 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL est actuellement exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans approuvé par la REC (le « règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL »), qui a débuté le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter

d'avantage 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a augmenté de 1 million de dollars et de 9 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement 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 efficiences 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 68 millions de dollars et de 189 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. La variation résulte des éléments suivants :

- la hausse de la charge d'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que des revenus au titre des incitatifs, 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 30 millions de dollars et 89 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes 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 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Columbia Gas ¹	416	372	1 300	1 176
ANR	133	138	466	464
Columbia Gulf ¹	60	57	176	178
Great Lakes	33	38	142	148
GTN	65	44	187	138
PNGTS ^{1, 2}	—	14	—	66
Autres gazoducs aux États-Unis ³	63	71	239	265
BAIIA comparable	770	734	2 510	2 435
Amortissement	(196)	(169)	(549)	(522)
BAIL comparable	574	565	1 961	1 913
Incidence du change	219	206	790	688
BAIL comparable (en dollars CA)	793	771	2 751	2 601
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente de PNGTS	—	572	—	572
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	—	—	38
Activités de gestion des risques	8	(13)	66	(76)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	801	1 330	2 817	3 135

1 Comprend des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « Sièges sociaux » 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 diminué de 529 millions de dollars et de 318 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. Il comprend les postes particuliers qui suivent, lesquels ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars lié à la vente de PNGTS au troisième trimestre de 2024;
- un gain avant impôts sur la vente d'un actif secondaire de 38 millions de dollars au deuxième trimestre de 2024;
- 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.

Le raffermissement du dollar américain pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 augmenté de 36 millions de dollars US et de 75 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite d'une hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025 et pouvant faire l'objet d'un remboursement à la conclusion de l'instance tarifaire en cours. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- 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;
- la diminution du résultat par suite de la vente de PNGTS finalisée au troisième trimestre de 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.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a augmenté de 27 millions de dollars US par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison essentiellement des variations des taux d'amortissement figurant dans le règlement de principe qu'a déposé Columbia Gas auprès de la FERC au troisième trimestre de 2025. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
TGNH ^{1,2}	209	62	432	186
Sur de Texas ³	24	62	51	164
Topolobampo	39	40	117	118
Guadalajara	14	14	45	44
Mazatlán	17	17	51	51
BAIIA comparable	303	195	696	563
Amortissement	(18)	(17)	(52)	(51)
BAIL comparable	285	178	644	512
Incidence du change	108	64	252	184
BAIL comparable (en dollars CA)	393	242	896	696
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	14	(5)	(87)	19
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	407	237	809	715

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

2 Comprend des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « Sièges sociaux » 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a augmenté de 170 millions de dollars et de 94 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2024 et il comprend un recouvrement de 14 millions de dollars et une charge de 87 millions de dollars, respectivement (charge de 5 millions de dollars et recouvrement de 19 millions de dollars, respectivement, en 2024) 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, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Au cours du deuxième trimestre de 2025, nous avons achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans un contrat de location-vente. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » ainsi qu'à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US comparativement aux périodes correspondantes 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a augmenté de 108 millions de dollars US et de 133 millions de dollars US par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat de TGNH attribuable à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, principalement imputable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait de l'appréciation du peso mexicain et à l'augmentation de la charge d'impôts ayant découlé principalement de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer l'exposition au peso, dont l'incidence est comptabilisée au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 est demeuré sensiblement constant par rapport aux périodes correspondantes de 2024. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, les actifs liés au gazoduc Southeast Gateway, maintenant achevé, ont été sortis des immobilisations corporelles pour être pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » de notre bilan consolidé condensé, aucune charge d'amortissement n'ayant été comptabilisée.

Énergie et solutions énergétiques

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)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Bruce Power ¹	213	282	578	613
Installations énergétiques au Canada	30	51	145	219
Stockage de gaz naturel et autres ²	23	(7)	68	41
BAIIA comparable	266	326	791	873
Amortissement	(29)	(22)	(85)	(75)
BAIL comparable	237	304	706	798
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	8	7	26	6
Activités de gestion des risques	(55)	43	(95)	22
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	190	354	637	826

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 164 millions de dollars et de 189 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs au départ à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 60 millions de dollars et de 82 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes 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 programme de RCP du réacteur 4 et de l'augmentation des coûts d'exploitation, facteurs en partie contrés par le prix contractuel plus élevé. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- les résultats financiers moindres des installations énergétiques au Canada essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres pour le trimestre clos le 30 septembre 2025, attribuable principalement à la baisse des coûts liés à l'expansion des affaires et à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage de gaz naturel. Les résultats financiers plus élevés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 témoignent de la baisse des coûts liés à l'expansion des affaires, contrebalancée en partie par l'apport moindre de nos activités de commercialisation aux États-Unis et l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta au premier trimestre de 2025.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a augmenté de 7 millions de dollars et de 10 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison surtout de la mise en œuvre de projets de maintenance.

BRUCE POWER

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	2025	2024
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAIL comparable :				
Produits ¹	546	608	1 610	1 620
Charges d'exploitation	(236)	(233)	(748)	(730)
Amortissement et autres	(97)	(93)	(284)	(277)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	213	282	578	613
Bruce Power – données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3, 4}	94 %	98 %	93 %	89 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	11	—	76	160
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	21	8	44	29
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	4 885	5 926	14 626	16 152
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	111 \$	102 \$	109 \$	100 \$

- 1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE, le cas échéant.
- 2 Ces données représentent notre participation de 48,3 % dans Bruce Power et les coûts internes engagés pour soutenir cet investissement. Ces données ne tiennent pas compte des gains latents et pertes latentes sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et des activités de gestion des risques.
- 3 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.
- 4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP.
- 5 Les volumes des ventes incluent la production réputée, selon le cas.
- 6 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes 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 ont commencé en septembre 2025 et le réacteur devrait être remis en service vers la fin du quatrième 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 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)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
BAIIA comparable	(3)	(26)	(15)	(56)
Amortissement	—	(2)	—	(5)
BAIL comparable	(3)	(28)	(15)	(61)
Postes particuliers :				
Règlement avec un tiers	—	—	—	(34)
Coûts liés au projet Focus	—	(5)	—	(15)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	—	(10)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(3)	(33)	(15)	(120)

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 30 millions de dollars et de 105 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes 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 BAIL comparable :

- une charge avant impôts de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) au premier trimestre de 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars et de 15 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 au titre des coûts liés au projet Focus;
- un coût avant impôts de 10 millions de dollars au deuxième trimestre de 2024 en lien avec le transfert de la propriété du réseau de NGTL.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social a augmenté de 23 millions de dollars et de 41 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison principalement des coûts engagés en 2024 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées.

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(204)	(211)	(601)	(656)
Libellés en dollars US	(424)	(471)	(1 282)	(1 415)
Incidence du change	(159)	(172)	(511)	(510)
	(787)	(854)	(2 394)	(2 581)
Autres intérêts et charge d'amortissement	(63)	(48)	(148)	(135)
Intérêts capitalisés	2	66	7	200
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	59	—	176
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(848)	(777)	(2 535)	(2 340)
Poste particulier :				
Activités de gestion des risques	1	—	1	—
Intérêts débiteurs	(847)	(777)	(2 534)	(2 340)

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

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 70 millions de dollars et de 194 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. Ils comprennent des gains latents de 1 million de dollars sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de taux d'intérêt au troisième trimestre de 2025, ce montant ayant été exclu de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Risques financiers et instruments financiers » pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 71 millions de dollars et de 195 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes 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;
- 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;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Libellée en dollars CA	13	8	37	25
Libellée en dollars US	30	149	268	387
Incidence du change	12	53	112	139
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	55	210	417	551

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 155 millions de dollars et de 134 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024.

La baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 a découlé avant tout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et de la suspension de la comptabilisation de la provision liée au tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes au premier trimestre de 2025, à la suite de retards persistants dans la construction du projet en attendant la résolution de questions relatives aux parties prenantes, ce qui a été neutralisé en partie par les dépenses en immobilisations engagées à l'égard de nos projets de gazoducs aux États-Unis.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	22	(33)	67	(41)
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	76	(29)	(94)	41
Activités de gestion des risques	(68)	24	169	(78)
Gains (pertes) de change, montant net	30	(38)	142	(78)

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 68 millions de dollars et de 220 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes 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 55 millions de dollars et de 108 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024. Ces variations sont principalement attribuables à l'incidence nette des éléments suivants :

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

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Intérêts créditeurs et autres	47	61	147	204

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 14 millions de dollars et de 57 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, en raison de la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme, contrée en partie par la variation de la juste valeur d'autres placements restreints.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(260)	(180)	(846)	(604)
Postes particuliers :				
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)	1	26	(6)
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(7)	—	(13)	—
Gain sur la vente de PNGTS	—	(116)	—	(116)
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	—	—	15
Règlement avec un tiers	—	—	—	8
Coûts liés au projet Focus	—	2	—	4
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	—	(32)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	(1)	(7)	(1)
Activités de gestion des risques	27	(13)	(35)	33
(Charge) recouvrement d'impôts	(245)	(307)	(875)	(699)

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

La charge d'impôts a diminué de 62 millions de dollars et augmenté de 176 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. L'incidence fiscale sur les postes particuliers auxquels il est fait référence dans le présent rapport de gestion a été exclue de 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 80 millions de dollars et de 242 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, principalement du fait de l'incidence de l'exposition au change au Mexique, de la hausse des impôts sur le bénéfice transférables et du 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 30 septembre 2025	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2025	2024	2025	2024
Columbia Gas et Columbia Gulf	40 %	(131)	(126)	(453)	(416)
Parcs éoliens au Texas ¹	100 %	8	9	27	20
TGNH ²	13,01 %	(13)	(21)	(42)	(31)
PNGTS ³	—	—	(7)	—	(30)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(136)	(145)	(468)	(457)
Postes particuliers :					
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés		11	(23)	52	(41)
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)	—	8	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(127)	(168)	(408)	(498)

1 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.

2 Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle détient une participation de 13,01 % dans celle-ci. Se reporter à la section « Gazoducs – Mexique » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

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

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 41 millions de dollars et de 90 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024 et il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du (bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable :

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

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a diminué de 9 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, du fait essentiellement du repli du bénéfice net de TGNH en raison de l'incidence nette de la hausse du BAIIA et de la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à la suite de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, ainsi que de l'incidence globale du change. En outre, la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024, contrée en partie par l'augmentation du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf, a également contribué au recul du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 11 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison de l'incidence nette de la hausse du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf, de la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024, de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE au deuxième trimestre de 2024.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(26)	(84)	(76)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 2 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, principalement par suite du rajustement des taux des dividendes sur les actions privilégiées de séries 1, 7 et 9 en 2024.

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

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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	770	734	2 510	2 435
Gazoducs au Mexique	303	195	696	563
	1 073	929	3 206	2 998
Amortissement	(214)	(186)	(601)	(573)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(424)	(471)	(1 282)	(1 415)
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	42	—	125
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	30	149	268	387
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(104)	(118)	(339)	(356)
	361	345	1 252	1 166
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,38	1,36	1,40	1,36

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 des 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. 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 :

30 septembre 2025	18,36
30 septembre 2024	19,70
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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(14)	40	(68)	85
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	32	(31)	104	(32)
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(17)	43	(76)	83
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	1	(4)	7	(8)
	2	48	(33)	128

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

Plan de croissance pluriannuel

Le règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par notre conseil d'administration de l'affectation de capitaux d'un montant d'au plus 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts ayant diverses dates de mise en service prévues, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. Des installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel totalisant environ 0,7 milliard de dollars et ayant des dates de mise en service à compter de 2026 ont obtenu des décisions d'investissement finales, dont 0,4 milliard de dollars en 2025. Nous continuons d'évaluer les plans pour chaque installation visée par le plan de croissance pluriannuel afin d'optimiser le coût et l'échéancier. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel devrait accroître le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi³/j.

Projet Valhalla North et Berland River

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

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

En novembre 2024, Coastal GasLink Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») a signé une entente commerciale avec LNG Canada (« LNGC ») et chacun des cinq participants à la coentreprise LNGC (les « participants de LNGC »), qui déclarait le gazoduc Coastal GasLink comme étant prêt à l'exploitation commerciale et permettait le recouvrement de droits auprès des clients, avec effet rétroactif au 1^{er} octobre 2024. L'entente prévoyait également un paiement non récurrent de 199 millions de dollars des participants de LNGC en faveur de TC Énergie au titre des travaux achevés et du règlement final des coûts, ce montant étant payable à la première des dates suivantes, soit trois mois après la date de mise en service déclarée de l'usine de LNG ou le 15 décembre 2025.

Le 12 juillet 2025, l'usine de LNG a été déclarée en service par LNGC. Aux termes de l'entente commerciale, TC Énergie a reçu le paiement non récurrent de 199 millions de dollars en octobre 2025. Ce paiement, qui doit être comptabilisé en totalité par TC Énergie selon les ententes contractuelles intervenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP, a été comptabilisé en tant que distribution en substance de Coastal GasLink LP dans nos états financiers au 31 décembre 2024.

Coastal GasLink LP a réglé toutes les réclamations significatives auprès des entrepreneurs, ce qui a donné lieu à un recouvrement net positif dans l'ensemble pour Coastal GasLink LP. Il y a lieu de consulter la note 14 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Option des communautés autochtones

En mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation pouvant atteindre 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet, à même notre participation actuelle de 35 %. En septembre 2025, les investisseurs éventuels ont convenu d'un délai de trois mois non contraignant devant se terminer à la fin de 2025.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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

Columbia Gas a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC en septembre 2024 pour demander une augmentation de ses tarifs maximums de transport à compter du 1^{er} avril 2025, qui pourraient devoir faire l'objet d'un remboursement à la conclusion de l'instance tarifaire en cours. Le 30 octobre 2025, la FERC a approuvé le règlement déposé. Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement seront remboursés aux clients, intérêts compris, au quatrième trimestre de 2025.

Dossiers tarifaires 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 entrant en vigueur le 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Nous continuerons de travailler en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise d'un règlement.

East Lateral XPress

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

Projet 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.

Projets VR et WR

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

Projets TCO Connector et Midwest Connector

En octobre 2025, nous avons approuvé le projet TCO Connector de 0,3 milliard de dollars US et le projet Midwest Connector de 0,1 milliard de dollars US sur notre réseau de Columbia Gas et notre réseau étendu. Ensemble, ces projets sont conçus dans le but d'offrir une capacité d'environ 0,6 Gpi³/j visant à alimenter de nouvelles centrales électriques alimentées au gaz naturel en vue de soutenir la croissance prévue de la production d'électricité, y compris la croissance attendue attribuable aux centres de données sur notre réseau. La mise en service des projets TCO Connector et Midwest Connector est prévue pour 2030 et 2031, respectivement.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

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

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. Avec l'appui contractuel de la CFE en ce qui a trait à l'acquisition de terrains, aux relations avec les collectivités et à l'obtention de permis, la participation de la CFE dans TGNH devrait atteindre un maximum de 15 %, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055.

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

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 prorogeons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 septembre 2025, notre actif à court terme s'élevait à 7,5 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,9 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,4 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 7,9 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 5,7 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 2,2 milliards 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 1,3 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 septembre 2025;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,0 milliards de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 1,9 milliard de dollars restait inutilisée au 30 septembre 2025, déduction faite d'une somme de 0,1 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, la rotation du capital et notre RRD, si cela est jugé approprié.

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 920	1 915	5 452	5 612
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(130)	(203)	251	313
Fonds provenant de l'exploitation	1 790	1 712	5 703	5 925
Postes particuliers :				
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	—	—	—	26
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	—	10
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la vente de PNGTS et d'actifs secondaires	—	139	—	148
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	—	58	—	100
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	—	4	—	13
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la charge de dépréciation d'actifs et autres de Keystone XL	—	(3)	—	(3)
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles au titre des décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(3)	—	(3)
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	—	8	—	9
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 790	1 915	5 703	6 225

1 Comprend les activités poursuivies et abandonnées.

2 Comprend les résultats du secteur Pipelines de liquides pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement à néant pour les périodes correspondantes de 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 pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2024. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 160 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison principalement de la diminution des fonds provenant de l'exploitation, contrebalancée en partie par le 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 125 millions de dollars et de 522 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison surtout de la diminution du résultat 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 255)	(1 756)	(3 924)	(4 668)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(2)	(8)	(12)	(41)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(249)	(345)	(758)	(888)
	(1 506)	(2 109)	(4 694)	(5 597)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	743	—	791
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	509	5	539
Montants reportés et autres	(87)	2	(126)	(126)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 593)	(855)	(4 815)	(4 393)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté de 738 millions de dollars et de 422 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, en raison surtout du produit de la vente d'actifs en 2024, partiellement contrebalancé par la baisse des dépenses d'investissement en 2025.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des projets de Columbia Gas et d'ANR, ainsi que sous forme de dépenses d'investissement de maintien. La baisse des dépenses en immobilisations pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 par rapport à la période correspondante de 2024 reflète l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, partiellement contrebalancé par la hausse des dépenses liées aux projets d'ANR.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(59)	(1 137)	2 037	421
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	831	7 428	3 252	8 089
Remboursements sur la dette à long terme	(805)	—	(4 029)	(1 662)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	989	1 465	2 043	1 465
Dividendes et distributions versés	(1 025)	(1 325)	(3 122)	(3 699)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	37	21	87	21
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	(7)	—	419
Apports des participations sans contrôle	—	11	—	16
Rentrées liées aux ententes d'affacturage	101	—	101	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	69	6 456	369	5 070

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 %
ANR Pipeline Company	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2031	250 US	5,23 %
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2035	350 US	5,69 %
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %

Le 10 octobre 2025, Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership a consenti un prêt à terme non garanti de 205 millions de dollars US échéant en octobre 2028 et portant intérêt à un taux variable.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
TransCanada PipeLines Limited	Juillet 2025	Billets à moyen terme	750	3,30 %	
Nova Gas Transmission Ltd.	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %	
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	4,50 %	
TC PipeLines, LP	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %	
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garantis	122 US	Variable	

Le 14 octobre 2025, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 92 millions de dollars US portant intérêt au taux fixe de 7,06 %.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

Le tableau ci-dessous présente les principaux billets subordonnés de rang inférieur émis au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 :

(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	Août 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Février 2056	1 000	5,20 % ¹
	Février 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Juin 2065	750 US	7,00 % ²

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

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

En octobre 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur, y compris l'exercice de l'option de surallocation, d'un montant de 370 millions de dollars US échéant en 2085 qui portent intérêt à un taux fixe de 6,25 %. Nous avons l'intention d'affecter le produit de l'émission au rachat de la totalité des actions privilégiées de série 11 de TC Énergie émises et en circulation le 28 novembre 2025, conformément à leurs modalités, à la réduction de la dette et aux besoins généraux de la société.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075 et portant intérêt à 5,88 %. La fiducie a utilisé la totalité du produit du remboursement pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation en mai 2025, conformément à leurs modalités. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Billets subordonnés de rang inférieur » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

DIVIDENDES

Le 6 novembre 2025, nous avons annoncé un dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de 0,85 \$ par action, payable le 30 janvier 2026 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 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 30 octobre 2025, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 2,4 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 2,0 millions qui pouvaient être exercées.

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

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 30 octobre 2025, nous disposions des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 7,9 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 5,9 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 2,0 milliards 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 1,2 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 2,0 milliards de dollars demeurait inutilisée au 30 octobre 2025, déduction faite d'une somme de 0,1 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations au 30 septembre 2025 étaient semblables aux montants 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 par l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway et 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 troisième 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 (« South Bow »). 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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(210)	236	(239)	825
Intérêts débiteurs	—	(101)	—	(218)
Intérêts créditeurs et autres	14	28	14	31
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	(196)	163	(225)	638
(Charge) recouvrement d'impôts	(8)	(44)	(8)	(145)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées – de base	(0,20) \$	0,11 \$	(0,22) \$	0,47 \$

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.

En septembre 2025, nous avons conclu une entente avec South Bow visant des passifs pour lesquels nous avons indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission, ce qui nous libère à l'égard de ces passifs. Compte tenu de cette entente, la perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts a été de 204 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 et a été exclue de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Les paiements relatifs à cette entente seront effectués au quatrième trimestre de 2025 et en 2026.

En juin 2025, nous avons reçu un montant de 24 millions de dollars relativement à certains recouvrements aux termes de la convention de scission conclue avec South Bow. Au même moment, nous avons également réévalué notre quote-part estimée des recouvrements futurs, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation de 29 millions de dollars qui a été portée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » à l'état consolidé condensé des résultats, et ce montant a été exclu de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Se reporter à la note 3 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	(204)	119	(233)	493
Postes particuliers (avant impôts) :				
Règlement avec South Bow ²	196	—	196	—
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL ³	—	21	29	21
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁴	—	67	—	112
Décisions réglementaires relatives à Keystone ⁵	—	15	—	15
Activités de gestion des risques	—	(31)	—	(67)
Impôts sur les postes particuliers⁶	8	(11)	8	(9)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	180	—	565
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	(0,20) \$	0,11 \$	(0,22) \$	0,47 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,20	0,06	0,22	0,07
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	0,17 \$	—	0,54 \$

- 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 Une charge avant impôts de 196 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 découlant de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.
- 3 Une charge de dépréciation avant impôts de 29 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 au titre de notre estimation des recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL.
- 4 Une charge avant impôts de 67 millions de dollars et de 112 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, au titre des coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides.
- 5 Une charge avant impôts de 15 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.
- 6 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, exclusion faite des charges d'amortissement.

	trimestre clos le 30 septembre	période de neuf mois close le 30 septembre
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2024 ¹
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	379	1 145
Amortissement	(85)	(253)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(59)	(176)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	—	3
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(55)	(154)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	180	565
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,17 \$	0,54 \$

- 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 30 septembre 2025, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit, à l'exception de la CFE, qui représentait une exposition brute d'environ 32 %. À ce moment, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement avant impôts de 14 millions de dollars et une charge avant impôts de 87 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 pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 (charge avant impôts de 5 millions de dollars et recouvrement avant impôts de 19 millions de dollars, respectivement, en 2024). Au cours du deuxième trimestre de 2025, nous avons achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans des contrats de location-vente. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » et à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » 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)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
Autres actifs à court terme	390	347
Autres actifs à long terme	126	122
Créditeurs et autres	(393)	(507)
Autres passifs à long terme	(136)	(209)
	(13)	(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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Gains (pertes) latents au cours de la période				
Produits de base ²	(63)	21	(36)	(36)
Change	(68)	24	169	(78)
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	20	40	(18)	111
Change	39	(58)	111	(105)
Taux d'intérêt	1	—	6	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	3	6	17	24
Change	2	—	6	—
Taux d'intérêt	(8)	(14)	(24)	(41)

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.

2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, des gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 4 millions de dollars en 2024).

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 30 septembre 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 troisième 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.

Contrats de location-vente

Nous avons déterminé que le gazoduc Southeast Gateway serait classé à titre de contrat de location-vente conclu entre TGNH et la CFE. Nous avons affecté la contrepartie attendue relative au contrat aux composantes locatives et non locative en fonction des prix de vente spécifiques pour chaque service distinct à la passation du contrat en 2022. Aux termes d'un contrat de location-vente, nous décomptabilisons l'actif sous-jacent et inscrivons un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué.

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

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
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	3 704	3 744	3 623	3 577	3 358	3 327	3 509	3 504
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	833	978	971	1 457	963	1 203	1 463
découlant des activités poursuivies	813	862	978	1 069	1 338	804	988	1 249
découlant des activités abandonnées	(204)	(29)	—	(98)	119	159	215	214
Résultat comparable²	805	848	983	1 094	1 074	978	1 284	1 403
découlant des activités poursuivies	805	848	983	1 094	894	822	1 055	1 192
découlant des activités abandonnées	—	—	—	—	180	156	229	211
Données par action :								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,58 \$	0,80 \$	0,94 \$	0,94 \$	1,40 \$	0,93 \$	1,16 \$	1,41 \$
découlant des activités poursuivies	0,78 \$	0,83 \$	0,94 \$	1,03 \$	1,29 \$	0,78 \$	0,95 \$	1,20 \$
découlant des activités abandonnées	(0,20) \$	(0,03) \$	—	(0,09) \$	0,11 \$	0,15 \$	0,21 \$	0,21 \$
Résultat comparable par action ordinaire²	0,77 \$	0,82 \$	0,95 \$	1,05 \$	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$	1,35 \$
découlant des activités poursuivies	0,77 \$	0,82 \$	0,95 \$	1,05 \$	0,86 \$	0,79 \$	1,02 \$	1,15 \$
découlant des activités abandonnées	—	—	—	—	0,17 \$	0,15 \$	0,22 \$	0,20 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire³	0,85 \$	0,85 \$	0,85 \$	0,8225 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$	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 troisième trimestre de 2025 sont également exclus :

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

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

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

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

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits				
Gazoducs – Canada	1 478	1 395	4 304	4 196
Gazoducs – États-Unis	1 637	1 503	5 199	4 643
Gazoducs – Mexique	426	218	1 012	649
Énergie et solutions énergétiques	161	242	544	706
Siège social	2	—	12	—
	3 704	3 358	11 071	10 194
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	345	444	980	1 108
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 151	1 109	3 343	3 212
Achats de produits de base revendus	54	47	153	135
Impôts fonciers	215	207	657	613
Amortissement	701	628	2 050	1 896
	2 121	1 991	6 203	5 856
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	572	—	620
Charges financières				
Intérêts débiteurs	847	777	2 534	2 340
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(55)	(210)	(417)	(551)
(Gains) pertes de change, montant net	(30)	38	(142)	78
Intérêts créditeurs et autres	(47)	(61)	(147)	(204)
	715	544	1 828	1 663
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 213	1 839	4 020	4 403
Charge (recouvrement) d'impôts découlant des activités poursuivies				
Exigibles	118	207	224	319
Reportés	127	100	651	380
	245	307	875	699
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	968	1 532	3 145	3 704
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette)	764	1 651	2 912	4 197
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	127	168	408	498
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	637	1 483	2 504	3 699
Dividendes sur les actions privilégiées	28	26	84	76
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	1 457	2 420	3 623
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires				
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	968	1 532	3 145	3 704
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	127	168	408	498
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	841	1 364	2 737	3 206
Dividendes sur les actions privilégiées	28	26	84	76
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	813	1 338	2 653	3 130
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(204)	119	(233)	493
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	609	1 457	2 420	3 623
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué				
Activités poursuivies	0,78 \$	1,29 \$	2,55 \$	3,02 \$
Activités abandonnées	(0,20) \$	0,11 \$	(0,22) \$	0,47 \$
	0,58 \$	1,40 \$	2,33 \$	3,49 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	1 040	1 038	1 040	1 038
Dilué	1 040	1 038	1 040	1 038

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net (perte nette)	764	1 651	2 912	4 197
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	431	(240)	(659)	457
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	—	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	—	1	1	(11)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	24	5	(16)	33
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(21)	(6)	17	(8)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	—	—	1	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(10)	(8)	(26)	56
	424	(273)	(682)	502
Résultat étendu	1 188	1 378	2 230	4 699
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	362	43	56	739
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	826	1 335	2 174	3 960
Dividendes sur les actions privilégiées	28	26	84	76
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	798	1 309	2 090	3 884

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		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	764	1 651	2 912	4 197
Amortissement	701	713	2 050	2 149
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs et autres	—	21	—	21
Impôts reportés	135	165	659	397
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(345)	(461)	(980)	(1 158)
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	339	362	1 091	1 343
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	1	3	3	11
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs	—	(572)	—	(620)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(46)	(139)	(291)	(359)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	131	(78)	(133)	46
Provision pour pertes sur créances attendues	(14)	4	88	(19)
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	(76)	29	94	(53)
Autres	200	14	210	(30)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	130	203	(251)	(313)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 920	1 915	5 452	5 612
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 255)	(1 756)	(3 924)	(4 668)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(2)	(8)	(12)	(41)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(249)	(345)	(758)	(888)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	509	5	539
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	743	—	791
Montants reportés et autres	(87)	2	(126)	(126)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 593)	(855)	(4 815)	(4 393)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(59)	(1 137)	2 037	421
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	831	7 428	3 252	8 089
Remboursements sur la dette à long terme	(805)	—	(4 029)	(1 662)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	989	1 465	2 043	1 465
Dividendes sur les actions ordinaires	(885)	(996)	(2 623)	(2 957)
Dividendes sur les actions privilégiées	(29)	(26)	(85)	(73)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	37	21	87	21
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	(7)	—	419
Apports des participations sans contrôle	—	11	—	16
Distributions aux participations sans contrôle et autres	(111)	(303)	(414)	(669)
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage (note 13)	101	—	101	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	69	6 456	369	5 070
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	(36)	(5)	21
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, y compris les soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	380	7 480	1 001	6 310
Soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	—	34	—	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	380	7 514	1 001	6 310
Trésorerie et équivalents de trésorerie, au début de la période	1 422	2 474	801	3 678
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la fin de la période	1 802	9 988	1 802	9 988

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)		30 septembre 2025	31 décembre 2024
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		1 802	801
Débiteurs		2 474	2 611
Stocks		837	747
Autres actifs à court terme		2 382	1 339
Actif à court terme des activités abandonnées		283	235
		7 778	5 733
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de 36 551 \$ et de 35 397 \$, respectivement	71 233	77 501
Investissement net dans des contrats de location		8 235	2 477
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		11 149	10 636
Placements restreints		3 469	2 998
Actifs réglementaires		2 906	2 682
Écart d'acquisition		13 222	13 670
Autres actifs à long terme		2 239	2 410
Actif à long terme des activités abandonnées		3	136
		120 234	118 243
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer		2 390	387
Créditeurs et autres		4 887	5 297
Dividendes à payer		901	874
Intérêts courus		831	828
Tranche à court terme de la dette à long terme		2 870	2 955
Passif à court terme des activités abandonnées		420	170
		12 299	10 511
Passifs réglementaires		5 767	5 303
Autres passifs à long terme		950	1 051
Passifs d'impôts reportés		7 540	6 884
Dette à long terme		44 364	44 976
Billets subordonnés de rang inférieur		11 738	11 048
Passif à long terme des activités abandonnées		—	110
		82 658	79 883
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale		30 199	30 101
Émises et en circulation :	30 septembre 2025 – 1 041 millions d'actions 31 décembre 2024 – 1 039 millions d'actions		
Actions privilégiées		2 499	2 499
Déficit cumulé		(6 026)	(5 241)
Cumul des autres éléments du résultat étendu		793	233
Participations assurant le contrôle		27 465	27 592
Participations sans contrôle		10 111	10 768
		37 576	38 360
		120 234	118 243

Engagements, éventualités et garanties (note 14)

Entités à détenteurs de droits variables (note 15)

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	30 158	30 002	30 101	30 002
Actions émises :				
Exercice d'options sur actions	41	23	98	23
Solde à la fin de la période	30 199	30 025	30 199	30 025
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de la période	2 499	2 499	2 499	2 499
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	—	—	—	—
Exercice et extinction d'options sur actions	(3)	—	(7)	4
Sortie de participations, déduction faite des coûts de transaction	(5)	—	(5)	(22)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	8	—	12	18
Solde à la fin de la période	—	—	—	—
Déficit cumulé				
Solde au début de la période	(5 741)	(2 839)	(5 241)	(2 997)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	637	1 483	2 504	3 699
Dividendes sur les actions ordinaires	(885)	(996)	(2 653)	(2 988)
Dividendes sur les actions privilégiées	(29)	(26)	(82)	(74)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides	—	—	(542)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	(8)	—	(12)	(18)
Solde à la fin de la période	(6 026)	(2 378)	(6 026)	(2 378)
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	604	458	233	49
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	189	(148)	(330)	282
Incidence des participations sans contrôle	—	—	348	(21)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides	—	—	542	—
Solde à la fin de la période	793	310	793	310
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	27 465	30 456	27 465	30 456
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	9 860	10 374	10 768	9 455
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	127	168	408	498
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	235	(125)	(352)	241
Sortie de participations	—	(104)	(348)	478
Apports des participations sans contrôle	—	11	—	16
Distributions déclarées aux participations sans contrôle	(111)	(303)	(365)	(667)
Solde à la fin de la période	10 111	10 021	10 111	10 021
Total des capitaux propres	37 576	40 477	37 576	40 477

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.

Ajustements hors période

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a comptabilisé des ajustements hors période afin de reclasser une tranche de ses pertes liées aux couvertures de l'investissement net ayant été inscrites dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Les ajustements comprennent i) le reclassement de pertes liées aux couvertures d'investissements nets de 348 millions de dollars depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu vers les participations sans contrôle par suite de la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf le 4 octobre 2023, qui a été présenté respectivement aux postes « Incidence des participations sans contrôle » et « Cession de participations » à l'état consolidé condensé du résultat étendu; et ii) le reclassement de pertes liées aux couvertures d'investissements nets de 542 millions de dollars depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu vers le déficit cumulé relativement à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de la société réalisée le 1^{er} octobre 2024.

La société a déterminé que ces ajustements hors période n'ont eu aucune incidence significative, individuellement ou collectivement, sur les états financiers annuels ou trimestriels présentés antérieurement, ni sur les états financiers consolidés condensés 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 ».

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans un contrat de location-vente. Dans le cadre de ce processus, la société a été tenue d'estimer la juste valeur de l'actif. L'évaluation de la juste valeur a fait appel à des jugements importants. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » pour un complément d'information.

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 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. Aux termes de ces nouvelles directives, les entités sont tenues de présenter des catégories précises dans le tableau de rapprochement des taux et d'établir des dispositions spécifiques relatives à la ventilation des éléments de rapprochement qui respectent certains seuils. Par ailleurs, les entités doivent présenter les informations ventilées sur les impôts sur le bénéfice payés, le bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts et la charge d'impôts découlant des activités poursuivies. 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 appliquera, sur une base rétrospective, la nouvelle norme sur les informations à présenter sur les impôts sur le bénéfice dans ses états financiers consolidés audités annuels de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2025.

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.

Logiciels à usage interne

En septembre 2025, le FASB a publié une mise à jour des directives concernant la comptabilisation des coûts des logiciels à usage interne. Ces directives mises à jour suppriment les références aux phases de développement des projets et présentent de nouvelles indications afférentes au moment où commence l'inscription à l'actif des coûts afférents aux logiciels à usage interne. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2028. L'adoption anticipée est permise à l'ouverture d'un exercice. Ces directives peuvent être appliquées prospectivement, rétrospectivement ou selon une approche modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers.

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'activité abandonnée. 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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits	—	725	—	2 217
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	17	—	50
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	210	237	210	697
Achats de produits de base revendus	—	135	—	387
Impôts fonciers	—	28	—	84
Amortissement	—	85	—	253
Charges de dépréciation d'actifs	—	21	29	21
	210	506	239	1 442
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(210)	236	(239)	825
Charges financières				
Intérêts débiteurs	—	101	—	218
Intérêts créditeurs et autres	(14)	(28)	(14)	(31)
	(14)	73	(14)	187
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	(196)	163	(225)	638
Charge (recouvrement) d'impôts	8	44	8	145
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(204)	119	(233)	493

Actif et passif des activités abandonnées

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Autres actifs à court terme	283	235
	283	235
Autres actifs à long terme	3	136
	286	371
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	420	170
	420	170
Autres passifs à long terme	—	110
	420	280

Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'exploitation	12	534	(41)	724
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	—	(81)	24	(89)

Convention de scission

Dans le cadre de la scission réalisée le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes, dont une convention de scission, qui précisait le partage des actifs et des passifs entre les deux sociétés et indemnisait South Bow à hauteur de 86 % quant à certains passifs et coûts nets, jusqu'à concurrence d'un passif maximal pour South Bow de 30 millions de dollars, au total, pour les éléments visés par l'indemnisation.

En septembre 2025, TC Énergie a conclu une entente avec South Bow visant des passifs pour lesquels elle a indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission, ce qui libère la société à l'égard de ces passifs. Compte tenu de cette entente, la perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts a été de 204 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2025.

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

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 478	1 637	426	161	2	3 704
Produits intersectoriels ²	—	23	—	—	(23)	—
	1 478	1 660	426	161	(21)	3 704
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	29	66	29	221	—	345
Coûts d'exploitation ²	(594)	(656)	(25)	(163)	18	(1 420)
Amortissement	(380)	(269)	(23)	(29)	—	(701)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	533	801	407	190	(3)	1 928
Intérêts débiteurs						(847)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						55
Gains (pertes) de change, montant net						30
Intérêts créditeurs et autres						47
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						1 213
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(245)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						968
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						(204)
Bénéfice net (perte nette)						764
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(127)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						637
Dividendes sur les actions privilégiées						(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						609
Dépenses d'investissement³						
Dépenses en immobilisations	304	854	81	10	6	1 255
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	2	—	2
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	36	—	213	—	249
	304	890	81	225	6	1 506

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 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 395	1 503	218	242	—	3 358
Produits intersectoriels ²	—	24	—	—	(24)	—
	1 395	1 527	218	242	(24)	3 358
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	7	68	79	290	—	444
Coûts d'exploitation ²	(557)	(606)	(37)	(156)	(7) ³	(1 363)
Amortissement	(350)	(231)	(23)	(22)	(2) ³	(628)
Autres éléments sectoriels	—	572	—	—	—	572
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	495	1 330	237	354	(33)	2 383
Intérêts débiteurs						(777)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						210
Gains (pertes) de change, montant net						(38)
Intérêts créditeurs et autres						61
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						1 839
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(307)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						1 532
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						119
Bénéfice net (perte nette)						1 651
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(168)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						1 483
Dividendes sur les actions privilégiées						(26)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						1 457
Dépenses d'investissement⁴						
Dépenses en immobilisations	294	757	580	7	35	1 673
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(1)	—	9	—	8
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	173	—	—	172	—	345
	467	756	580	188	35	2 026
Activités abandonnées						83
						2 109

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.

période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	4 304	5 199	1 012	544	12	11 071
Produits intersectoriels ²	—	74	—	50	(124)	—
	4 304	5 273	1 012	594	(112)	11 071
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	97	217	60	606	—	980
Coûts d'exploitation ²	(1 675)	(1 906)	(191)	(478)	97	(4 153)
Amortissement	(1 126)	(767)	(72)	(85)	—	(2 050)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 600	2 817	809	637	(15)	5 848
Intérêts débiteurs						(2 534)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						417
Gains (pertes) de change, montant net						142
Intérêts créditeurs et autres						147
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						4 020
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(875)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						3 145
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						(233)
Bénéfice net (perte nette)						2 912
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(408)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						2 504
Dividendes sur les actions privilégiées						(84)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						2 420
Dépenses d'investissement³						
Dépenses en immobilisations	1 052	2 308	501	46	17	3 924
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	12	—	12
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	141	—	617	—	758
	1 052	2 449	501	675	17	4 694

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.

période de neuf mois close le 30 septembre 2024						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
Produits	4 196	4 643	649	706	—	10 194
Produits intersectoriels ²	—	74	—	49	(123)	—
	4 196	4 717	649	755	(123)	10 194
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	18	260	209	621	—	1 108
Coûts d'exploitation ²	(1 677)	(1 742)	(74)	(475)	8 ³	(3 960)
Amortissement	(1 037)	(710)	(69)	(75)	(5) ³	(1 896)
Autres éléments sectoriels	10	610	—	—	—	620
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 510	3 135	715	826	(120)	6 066
Intérêts débiteurs						(2 340)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						551
Gains (pertes) de change, montant net						(78)
Intérêts créditeurs et autres						204
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						4 403
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(699)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						3 704
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						493
Bénéfice net (perte nette)						4 197
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(498)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						3 699
Dividendes sur les actions privilégiées						(76)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						3 623
Dépenses d'investissement⁴						
Dépenses en immobilisations	874	1 794	1 800	35	38	4 541
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	41	—	41
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	350	—	—	538	—	888
	1 224	1 794	1 800	614	38	5 470
Activités abandonnées						127
						5 597

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)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
Gazoducs – Canada	31 533	31 167
Gazoducs – États-Unis	56 541	56 304
Gazoducs – Mexique	16 323	15 995
Énergie et solutions énergétiques	10 657	10 217
Siège social	4 894	4 189
	119 948	117 872
Activités abandonnées	286	371
	120 234	118 243

5. PRODUITS

Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2025 et 2024 :

trimestre clos le 30 septembre 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	1 478	1 337	110	—	2 925
Électricité	—	—	—	50	50
Stockage de gaz naturel et autres ¹	—	261	39	104	404
	1 478	1 598	149	154	3 379
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	277	—	277
Autres produits ²	—	39	—	7	46
	1 478	1 637	426	161	3 702
Produits du siège social ³					2
					3 704

1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 34 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 29 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 30 septembre 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	1 391	1 264	110	—	2 765
Électricité	—	—	—	49	49
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	4	211	31	108	354
	1 395	1 475	141	157	3 168
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	77	—	77
Autres produits ³	—	28	—	85	113
	1 395	1 503	218	242	3 358

1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 4 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 29 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.

période de neuf mois close le 30 septembre 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	4 304	4 129	333	—	8 766
Électricité	—	—	—	170	170
Stockage de gaz naturel et autres ¹	—	854	143	304	1 301
	4 304	4 983	476	474	10 237
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	536	—	536
Autres produits ²	—	216	—	70	286
	4 304	5 199	1 012	544	11 059
Produits du siège social ³					12
					11 071

- 1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 125 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 88 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.

période de neuf mois close le 30 septembre 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	4 182	3 939	327	—	8 448
Électricité	—	—	—	203	203
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	14	637	92	296	1 039
	4 196	4 576	419	499	9 690
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	230	—	230
Autres produits ³	—	67	—	207	274
	4 196	4 643	649	706	10 194

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 14 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 73 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 88 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)	30 septembre 2025	31 décembre 2024	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 561	1 452	Débiteurs
Actifs sur contrats	256	165	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	642	608	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	28	30	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	1	—	Autres passifs à long terme

1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, des produits de 21 millions de dollars (42 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 et les passifs sur contrats à long terme 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 30 septembre 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 30,6 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 3,5 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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 ont été de 22 % et de 16 %, respectivement. L'augmentation du taux d'imposition effectif est avant tout attribuable à l'incidence de l'exposition au change au Mexique et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables, ce qui a été contré en partie par les changements dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités.

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 %
ANR Pipeline Company	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2031	250 US	5,23 %
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2035	350 US	5,69 %
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %

Le 10 octobre 2025, Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership a consenti un prêt à terme non garanti de 205 millions de dollars US échéant en octobre 2028 et portant intérêt à un taux variable.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
TransCanada Pipelines Limited	Juillet 2025	Billets à moyen terme	750	3,30 %	
ANR Pipeline Company	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis	7 US	7,00 %	
Nova Gas Transmission Ltd.	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %	
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis ¹	1 000 US	4,50 %	
TC PipeLines, LP	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %	
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garantis	122 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.

Le 14 octobre 2025, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 92 millions de dollars US portant intérêt au taux fixe de 7,06 %.

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars, respectivement (66 millions de dollars et 200 millions de dollars, respectivement, en 2024) en lien avec des projets d'investissement.

8. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

Les billets subordonnés de rang inférieur émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 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	Août 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Février 2056	1 000	5,20 %
	Février 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Juin 2065	750 US	7,00 %

En août 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars échéant en 2056 qui portent intérêt à un taux fixe de 5,20 % par année jusqu'au 15 février 2031. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter de février 2031 jusqu'en février 2056 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 2,148 % par année, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 15 novembre 2030 et le 15 février 2031 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.

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. 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. 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.

Émission ultérieure de billets subordonnés de rang inférieur

En octobre 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur, y compris l'exercice de l'option de surallocation, d'un montant de 370 millions de dollars US échéant en 2085 qui portent intérêt à un taux fixe de 6,25 %. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à compter du 1^{er} novembre 2030 pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Selon les modalités de chacun des billets subordonnés de rang inférieur émis en 2025, 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. 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.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075 et portant intérêt à 5,88 %. Les frais d'émission connexes de titres d'emprunt non amortis de 11 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats. La fiducie a utilisé la totalité du produit du remboursement pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation en mai 2025, conformément à leurs modalités.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
par action ordinaire	0,85 ¹	0,96	2,55 ¹	2,88
par action privilégiée de série 1	0,31	0,22	0,93	0,65
par action privilégiée de série 2	0,28	0,42	0,91	1,28
par action privilégiée de série 3	0,26	0,11	0,47	0,32
par action privilégiée de série 4	0,24	0,38	0,79	1,16
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12	0,37	0,37
par action privilégiée de série 6	0,27	0,39	0,82	1,20
par action privilégiée de série 7	0,37	0,37	1,12	0,99
par action privilégiée de série 9	0,32	0,24	0,95	0,71
par action privilégiée de série 10	0,32	—	0,97	—
par action privilégiée de série 11	0,21	0,21	0,42	0,42

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

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

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 30 septembre 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	420	11	431
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	28	(4)	24
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(24)	3	(21)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(13)	3	(10)
Autres éléments du résultat étendu	411	13	424

trimestre clos le 30 septembre 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	(237)	(3)	(240)
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	7	(2)	5
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(8)	2	(6)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(10)	2	(8)
Autres éléments du résultat étendu	(272)	(1)	(273)

période de neuf mois close le 30 septembre 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	(657)	(2)	(659)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(24)	8	(16)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	25	(8)	17
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuarielles) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	1	—	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(33)	7	(26)
Autres éléments du résultat étendu	(687)	5	(682)

période de neuf mois close le 30 septembre 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	455	2	457
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	(14)	3	(11)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	43	(10)	33
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(10)	2	(8)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	74	(18)	56
Autres éléments du résultat étendu	523	(21)	502

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

trimestre clos le 30 septembre 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} juillet 2025	(14)	(18)	23	613	604
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	196	24	—	(10)	210
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(21)	—	—	(21)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	196	3	—	(10)	189
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2025	182	(15)	23	603	793

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés aux participations sans contrôle de 235 millions de dollars (pertes de 125 millions de dollars en 2024).

période de neuf mois close le 30 septembre 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	(306)	(16)	—	(24)	(346)
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu ²	—	17	1	(2)	16
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(306)	1	1	(26)	(330)
Incidence des participations sans contrôle ³	348	—	—	—	348
Scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁴	542	—	—	—	542
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2025	182	(15)	23	603	793

- 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 352 millions de dollars (gains de 241 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 5 millions de dollars (4 millions de dollars après impôts) au 30 septembre 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.
- 3 Représente l'ajustement du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au moment de sa vente le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 1 « Règles de présentation » pour un complément d'information.
- 4 Représente l'ajustement du cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la scission réalisée le 1^{er} octobre 2024. Il y a lieu de se reporter à la note 1 « Règles de présentation » pour un complément d'information.

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		périodes de neuf mois closes les		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	30 septembre	30 septembre	30 septembre	30 septembre	
	2025	2024	2025	2024	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	2	11	17	19	Produits – Énergie et solutions énergétiques
Change	25	—	(33)	—	Intérêts débiteurs et gains (pertes) de change, montant net
Taux d'intérêt	(3)	(3)	(9)	(9)	Intérêts débiteurs
	24	8	(25)	10	Total avant impôts
	(3)	(2)	8	(2)	(Charge) recouvrement d'impôts
	21	6	(17)	8	Après impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	—	(1)	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	—	—	—	—	(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	—	5	2	15	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	—	(1)	—	(3)	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	4	2	12	Après impôts
Écarts de conversion					
Gains de conversion à la sortie d'établissements étrangers	—	15	—	15	Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs
	—	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	15	—	15	Après impôts

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

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations (recouvrement). Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

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 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Coût des services rendus ¹	25	26	—	—	75	80	1	1
Autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) ¹								
Coût financier	41	39	4	4	122	116	11	11
Rendement prévu des actifs des régimes	(62)	(59)	(4)	(4)	(187)	(180)	(12)	(11)
Amortissement des coûts au titre des services passés	—	—	—	—	—	—	(1)	—
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	—	—	—	—	—	(1)
	(21)	(20)	—	—	(65)	(64)	(2)	(1)
Coût net des prestations (recouvrement)	4	6	—	—	10	16	(1)	—

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.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, la société a comptabilisé un recouvrement de 14 millions de dollars et une charge de 90 millions de dollars, respectivement (charge de 3 millions de dollars et recouvrement de 18 millions de dollars, respectivement, en 2024) afférents à la provision pour pertes sur créances attendues à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a terminé le gazoduc Southeast Gateway. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » pour un complément d'information.

Au 30 septembre 2025, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 149 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.

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 30 septembre 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)	30 septembre 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 Le bénéfice net (la perte nette) ne comprenait aucun gain réalisé ni aucune perte réalisée pour le trimestre clos le 30 septembre 2025 (gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars en 2024) et comprenait des gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025 et 2024 liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé condensé des résultats.

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)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
Montant nominal	25 300 (18 200 US)	26 000 (18 000 US)
Juste valeur	25 500 (18 300 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 sont disponibles, tout comme 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)	30 septembre 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}	(47 234)	(48 295)	(47 931)	(48 318)
Billets subordonnés de rang inférieur	(11 738)	(11 748)	(11 048)	(10 824)
	(58 972)	(60 043)	(58 979)	(59 142)

- 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.
- Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025 comprend des pertes latentes de 10 millions de dollars et de 140 millions de dollars, respectivement (pertes latentes de 222 millions de dollars et de 95 millions de dollars en 2024, respectivement) 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.

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui étaient classés comme disponibles à la vente ainsi que sur les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 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	—	82	—	33
Échéant entre 1 an et 5 ans	35	250	3	256
Échéant entre 5 et 10 ans	1 796	4	1 578	—
Échéant à plus de 10 ans	—	15	—	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 258	89	1 070	64
	3 089	440	2 651	353

- 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.
- Les actifs disponibles à la vente et les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement 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.
- Classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- Classé au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025		30 septembre 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)				
du trimestre clos le	119	(14)	107	7
de la période de neuf mois close le	192	(6)	217	12
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³				
du trimestre clos le	13	21	13	1
de la période de neuf mois close le	1	21	(1)	2

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 30 septembre 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	13	—	330	343
Change	7	—	38	45
Taux d'intérêt	—	2	—	2
	20	2	368	390
Autres actifs à long terme				
Produits de base ²	3	—	80	83
Change	—	—	6	6
Taux d'intérêt	—	37	—	37
	3	37	86	126
Total des actifs dérivés	23	39	454	516
Créditeurs et autres				
Produits de base ²	(2)	—	(332)	(334)
Change	—	—	(49)	(49)
Taux d'intérêt	—	(10)	—	(10)
	(2)	(10)	(381)	(393)
Autres passifs à long terme				
Produits de base ²	(2)	—	(58)	(60)
Change	(39)	—	(9)	(48)
Taux d'intérêt	—	(28)	—	(28)
	(41)	(28)	(67)	(136)
Total des passifs dérivés	(43)	(38)	(448)	(529)
Total des dérivés	(20)	1	6	(13)

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 non 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	
	30 septembre 2025	31 décembre 2024	30 septembre 2025	31 décembre 2024
Dettes à long terme	(4 151)	(3 935)	(41)	98

1 Au 30 septembre 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 d'investissements nets dans des établissements étrangers, se présentaient comme suit :

au 30 septembre 2025 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 334	45	—	—
Millions de dollars US	—	—	6 537	2 950
Millions de pesos mexicains	—	—	16 250	—
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 d'investissements nets dans des établissements étrangers.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2025	2024

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹

Gains (pertes) latents au cours de la période

Produits de base ²	(63)	21	(36)	(36)
Change	(68)	24	169	(78)

Gains (pertes) réalisés au cours de la période

Produits de base	20	40	(18)	111
Change	39	(58)	111	(105)
Taux d'intérêt	1	—	6	—

Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

Gains (pertes) réalisés au cours de la période

Produits de base	3	6	17	24
Change	2	—	6	—
Taux d'intérêt	(8)	(14)	(24)	(41)

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.

2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, des gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 4 millions de dollars en 2024).

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	3	7	4	43
Change	25	—	(28)	—
	28	7	(24)	43

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	(44)	(44)	(133)	(114)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(8)	(14)	(24)	(41)
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	2	11	17	19
Change ⁵	25	—	(33)	—
Taux d'intérêt ¹	(3)	(3)	(9)	(9)

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. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, des gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 4 millions de dollars en 2024).

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 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	426	(323)	103
Change	51	(48)	3
Taux d'intérêt	39	(6)	33
	516	(377)	139
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(394)	323	(71)
Change	(97)	48	(49)
Taux d'intérêt	(38)	6	(32)
	(529)	377	(152)

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 compensation¹	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 30 septembre 2025, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 126 millions de dollars et des lettres de crédit de 89 millions de dollars (respectivement de 133 millions de dollars et de 59 millions de dollars au 31 décembre 2024). Au 30 septembre 2025, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 77 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 30 septembre 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 7 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 30 septembre 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 30 septembre 2025				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	157	220	49	426
Change	—	51	—	51
Taux d'intérêt	—	39	—	39
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(139)	(229)	(26)	(394)
Change	—	(97)	—	(97)
Taux d'intérêt	—	(38)	—	(38)
	18	(54)	23	(13)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

au 31 décembre 2024				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)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 entrant en vigueur en 2025 et en 2026 visant la vente de 50 MW d'électricité qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans, qui proviendra 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.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
Solde au début de la période	80	3	72	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette) ¹	(52)	8	(36)	25
Transferts vers le niveau 2	(3)	32	(5)	29
Règlements	(3)	—	(8)	—
Change	1	—	—	—
Solde à la fin de la période	23	43	23	43

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, les produits comprenaient des pertes latentes de 52 millions de dollars et de 36 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2025 (gains latents de 8 millions de dollars et de 25 millions de dollars, respectivement, en 2024).

13. ALLIANCE STRATÉGIQUE DE TGNH

Secteur Gazoducs - Mexique

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »)

En août 2022, la société a annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, soit 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.

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle a acquis une participation de 13,01 % dans celle-ci, conformément aux modalités de l'alliance stratégique de la société, en échange d'une contrepartie en trésorerie et autre qu'en trésorerie de 561 millions de dollars (411 millions de dollars US). La transaction a été comptabilisée en tant que transaction sur les capitaux propres, un montant de 588 millions de dollars ayant été pris en compte dans les participations sans contrôle et un autre de 21 millions de dollars ayant été constaté dans le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de la CFE. L'écart entre ces montants comptabilisés et la contrepartie reçue a été porté en diminution du surplus d'apport, à hauteur de 27 millions de dollars.

En septembre 2025, TC Énergie a conclu une entente d'affacturage avec la CFE et une importante banque du Mexique. Aux termes de l'entente, TC Énergie soumet pour affacturage ses factures mensuelles au titre des services fournis sur le réseau de TGNH d'août à novembre 2025. La banque se charge alors de l'affacturage des factures sans recours pour TC Énergie, et cette dernière continuera de recevoir les montant facturés pendant la période visée par des paiements contractuels.

L'entente d'affacturage a entraîné une modification des modalités de location aux fins de la comptabilité prévues dans le contrat de transport conclu avec la CFE. Ainsi, la société a réaffecté la contrepartie prévue au contrat aux composantes locatives et non locatives en fonction des prix de vente spécifiques des services d'exploitation et de maintenance mis à jour établis pour chacune des composantes non locatives à la date de la modification. La variation de l'affectation est prise en compte de façon prospective.

Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location, TC Énergie a inscrit les montants facturés au poste « Créiteurs et autres » au bilan consolidé condensé. La trésorerie obtenue par suite de l'entente d'affacturage est incluse dans les activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Au cours du troisième trimestre de 2025, TC Énergie a soumis des créances d'une valeur nominale totalisant 101 millions de dollars (73 millions de dollars US), dont elle a reçu le paiement.

Gazoduc Southeast Gateway

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a annoncé l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway. La société a déterminé que ce gazoduc représentait un contrat de location-vente conclu entre TGNH et la CFE ayant débuté lorsque l'actif a été mis à la disposition du client. La société a affecté la contrepartie attendue relative au contrat à la composante non locative en ce qui a trait à la prestation de services d'exploitation et de maintenance, selon les prix de vente spécifiques estimatifs établis au moyen d'une méthode du coût attendu plus marge ayant été déterminée à la passation du contrat en 2022. Le montant résiduel de la contrepartie issue de ce processus a ensuite été affecté à la composante locative.

L'estimation des coûts d'exploitation futurs formulée par la société lors de la passation du contrat en 2022 a influé sur l'affectation de la contrepartie prévue au contrat entre les composantes locative et non locative. Cette estimation a influé sur le moment de la comptabilisation des produits aux termes du contrat ainsi que sur le calcul du taux implicite du contrat de location.

Aux termes d'un contrat de location-vente, la société décomptabilise l'actif sous-jacent et inscrit un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle non garantie estimative de l'actif loué. Les paiements de loyers futurs et la valeur résiduelle non garantie de l'actif sont actualisés selon le taux implicite prévu au contrat de location. Il s'agit du taux qui fait correspondre la valeur actualisée des paiements de location et de la valeur résiduelle non garantie à la juste valeur de l'actif sous-jacent. L'écart entre la valeur comptable de l'actif sous-jacent et le plus faible de la juste valeur de l'actif sous-jacent et de la somme des créances locatives est comptabilisé à titre de gain ou de perte sur la vente à l'état consolidé condensé des résultats.

Les gazoducs de TGNH, qui comprennent le gazoduc Southeast Gateway, sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. Ainsi, la société a exercé son jugement afin de déterminer si, à la passation du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapprochait de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapprochait de la valeur comptable résiduelle à la fin de la durée du contrat de location. La société a estimé que si les actifs étaient achetés à leur valeur comptable, ils généreraient un rendement pour l'acheteur correspondant aux attentes actuelles des intervenants du marché.

La société a comptabilisé un investissement net dans un contrat de location de 6,6 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US), sans qu'un gain ou qu'une perte sur la vente ne soit pris en compte lors de la décomptabilisation de l'actif sous-jacent. Au 30 juin 2025, la société avait inscrit une provision pour pertes sur créances attendues de 113 millions de dollars au poste « Coûts d'exploitation des centrales et autres » liée à l'investissement net initial dans le contrat de location résiduel.

14. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations au 30 septembre 2025 sont conformes aux montants 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 par l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway et 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. 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 éventualités indiquées ci-dessous ont été réglées au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2025.

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

Coastal GasLink LP et la coentreprise Macro Spiecapag Coastal Gaslink Joint Venture (« MSJV ») sont parvenues à une solution satisfaisante pour toutes les parties dans les litiges qui les opposent. Le règlement ne constitue pas un aveu de responsabilité par l'une ou l'autre des parties. D'un commun accord, elles ont renoncé à leurs demandes d'arbitrage respectives. Les détails concernant l'arbitrage et le règlement sont confidentiels et le règlement n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers de TC Énergie.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd., l'un de ses principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, ainsi que sa société-mère, Bonatti S.p.A., sont parvenues à une solution satisfaisante pour toutes les parties dans les litiges qui les opposent. Le règlement ne constitue pas un aveu de responsabilité par l'une ou l'autre des parties. D'un commun accord, elles ont renoncé à leurs demandes d'arbitrage respectives. Les détails concernant l'arbitrage et le règlement sont confidentiels, mais ils incluent la conservation, par Coastal GasLink LP, des fonds prélevés sur la lettre de crédit en 2024. Le règlement n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers de TC Énergie.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

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

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	30 septembre 2025		31 décembre 2024	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	85	—	93	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2032	55	1	59	1
		228	1	240	1

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

15. 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'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	208	311
Débiteurs	840	839
Stocks	213	205
Autres actifs à court terme	100	121
	1 361	1 476
Immobilisations corporelles	49 687	49 904
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	977	865
Placements restreints	1 157	950
Actifs réglementaires	111	53
Écart d'acquisition	463	479
Autres actifs à long terme	98	59
	53 854	53 786
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	174	—
Créditeurs et autres	1 862	1 866
Intérêts courus	212	202
Tranche à court terme de la dette à long terme	583	2 062
	2 831	4 130
Passifs réglementaires	1 474	1 232
Autres passifs à long terme	67	70
Passifs d'impôts reportés	8	7
Dette à long terme	12 799	12 387
	17 179	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)	30 septembre 2025	31 décembre 2024
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	7 585	7 043
Coastal GasLink	852	1 006
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	159	160
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	2 250	1 877
Coastal GasLink ²	265	265
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	—	2
Risque maximal de perte	11 111	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.