

## TC Énergie présente de vigoureux résultats d'exploitation et résultats financiers pour le deuxième trimestre de 2024

*Achèvement à plus de 98 % de l'installation en mer des canalisations du projet de gazoduc Southeast Gateway*

CALGARY (Alberta) – Le 1<sup>er</sup> août 2024 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le deuxième trimestre. « Au cours du premier semestre de 2024, nous avons dégagé une croissance sur douze mois de 10 % du BAIIA comparable<sup>1</sup> ainsi qu'une progression d'environ 35 % du bénéfice sectoriel », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Nous avons poursuivi la mise en œuvre de plusieurs initiatives stratégiques visant à maximiser la valeur à long terme de nos actifs ainsi que nos efforts de réduction de la dette. Nous avons annoncé la conclusion d'une convention de participation historique qui permettra à des communautés autochtones de compter parmi les propriétaires des réseaux de NGTL et de Foothills, nos actionnaires se sont prononcés en faveur de la scission de notre entreprise de pipelines de liquides et nous avons conclu un règlement sur les besoins en produits visant notre réseau de NGTL au Canada pour une période cinq ans. Finalement, notre projet de gazoduc Southeast Gateway au Mexique progresse de façon remarquable et nous prévoyons terminer l'installation en mer des canalisations au cours du troisième trimestre. L'atteinte de ce jalon important signifie que nous respectons notre calendrier en vue de la mise en service commerciale à la mi-2025. Nous demeurons résolus à concrétiser notre ensemble déterminé de priorités stratégiques pour 2024. »

### Points saillants

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

- Résultats financiers du deuxième trimestre de 2024 :
  - résultat comparable<sup>1</sup> de 1,0 milliard de dollars, ou de 0,94 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,0 milliard de dollars, ou 0,96 \$ par action ordinaire, en 2023 et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,0 milliard de dollars, ou de 0,93 \$ par action ordinaire, comparativement à 0,3 milliard de dollars, ou 0,24 \$ par action ordinaire, au deuxième trimestre de 2023;
  - BAIIA comparable de 2,7 milliards de dollars contre 2,5 milliards de dollars en 2023, et bénéfice sectoriel de 2,0 milliards de dollars, contre 1,0 milliard de dollars pour le deuxième trimestre de 2023.
- Confirmation des perspectives pour 2024 :
  - le **BAIIA comparable** devrait s'établir entre 11,2 à 11,5 milliards de dollars<sup>2</sup>;
  - le **résultat comparable par action ordinaire** devrait être inférieur à celui de 2023<sup>2</sup> en raison de l'incidence nette de la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle, neutralisée en partie par l'augmentation du BAIIA comparable et l'accroissement de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction ayant découlé de la hausse des dépenses en immobilisations à l'égard du projet de gazoduc Southeast Gateway;
  - les **dépenses en immobilisations** nettes devraient se situer dans le bas d'une fourchette allant de 8,0 à 8,5 milliards de dollars, après la prise en compte des participations sans contrôle.
- Les actionnaires de TC Énergie ont voté en faveur de la scission des activités liées aux pipelines de liquides lors de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2024.

<sup>1</sup> 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. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse.

<sup>2</sup> Compte tenu de l'incidence potentielle des ventes d'actifs et de la scission des activités liées aux pipelines de liquides.

- Nous avons obtenu le soutien unanime de nos clients à l'égard d'un règlement sur les besoins en produits visant le réseau de NGTL négocié pour une période de cinq ans, ce qui s'inscrit dans notre stratégie consistant à maximiser la valeur de nos actifs.
- Nous avons annoncé des sorties d'actifs d'environ 2,6 milliards de dollars dans le cadre de notre programme de sortie d'actifs de 3 milliards de dollars.
  - Nous avons annoncé la conclusion de la plus importante convention de participation auprès des communautés autochtones au Canada, qui permettra à celles-ci d'acquérir une participation minoritaire de 5,34 % dans les réseaux de NGTL et de Foothills, pour un produit brut de 1,0 milliard de dollars.
  - Nous avons parachevé l'alliance stratégique avec la CFE, qui est devenue un partenaire dans TGNH possédant une participation de 13,01 % dans nos actifs de TGNH, pour un produit en trésorerie de 340 millions de dollars US et une contrepartie autre qu'en trésorerie.
- Coastal GasLink LP a effectué un refinancement de 7,15 milliards de dollars en juin 2024 visant sa facilité de crédit à la construction existante au moyen d'un placement privé de billets de premier rang garantis auprès d'investisseurs canadiens et américains.
- Nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,96 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2024.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Bénéfice</b>				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	963	250	2 166	1 563
par action ordinaire – de base	0,93 \$	0,24 \$	2,09 \$	1,53 \$
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>				
Gazoducs – Canada	514	(394)	1 015	17
Gazoducs – États-Unis	762	715	1 805	1 794
Gazoducs – Mexique	266	182	478	436
Pipelines de liquides	270	273	586	449
Énergie et solutions énergétiques	220	255	472	507
Siège social	(26)	(36)	(84)	(38)
<b>Total du bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>2 006</b>	<b>995</b>	<b>4 272</b>	<b>3 165</b>
<b>BAlIA comparable</b>				
Gazoducs – Canada	846	780	1 692	1 520
Gazoducs – États-Unis	1 003	925	2 309	2 192
Gazoducs – Mexique	286	193	500	365
Pipelines de liquides	328	363	735	680
Énergie et solutions énergétiques	227	217	547	498
Siège social	4	(4)	1	(6)
<b>BAlIA comparable</b>	<b>2 694</b>	<b>2 474</b>	<b>5 784</b>	<b>5 249</b>
Amortissement	(717)	(694)	(1 436)	(1 371)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(843)	(791)	(1 680)	(1 548)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	184	148	341	279
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(51)	70	(8)	103
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	69	52	146	94
(Charge) recouvrement d'impôts inclus(e) dans le résultat comparable	(190)	(249)	(523)	(529)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable	(141)	(6)	(312)	(17)
Dividendes sur les actions privilégiées	(27)	(23)	(50)	(46)
<b>Résultat comparable</b>	<b>978</b>	<b>981</b>	<b>2 262</b>	<b>2 214</b>
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,94 \$</b>	<b>0,96 \$</b>	<b>2,18 \$</b>	<b>2,16 \$</b>
<b>Flux de trésorerie</b>				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 655	1 510	3 697	3 584
Fonds provenant de l'exploitation comparables <sup>i</sup>	1 826	1 754	4 262	3 820
Dépenses d'investissement <sup>ii</sup>	1 591	2 991	3 488	6 024
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(164)	—	(302)
<b>Dividendes déclarés</b>				
par action ordinaire	0,96 \$	0,93 \$	1,92 \$	1,86 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base</b> (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 037	1 027	1 037	1 024
– émises et en circulation à la fin de la période	1 037	1 029	1 037	1 029

i 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. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

ii 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.

## Message du chef de la direction

Au cours du premier semestre de 2024, nos actifs ont continué de répondre de manière sûre et fiable à la demande croissante d'énergie en Amérique du Nord. En résultat, nous avons dégagé une croissance d'environ 10 % du BAIIA comparable au cours du premier semestre de 2024 ainsi qu'inscrit une progression d'environ 35 % du bénéfice sectoriel en regard du premier semestre de 2023. Les perspectives pour nos activités n'ont jamais été aussi favorables, ce qui nous offre des possibilités d'investissement intéressantes dans l'ensemble de nos actifs gaziers, électriques et énergétiques. La demande de gaz naturel continue d'atteindre des sommets et nos activités occupent une position stratégique leur permettant de croître grâce aux cinq importants facteurs qui suivent.

- La prochaine vague de croissance des GNL, qui soutiendra les exportations à partir du Canada, des États-Unis et du Mexique d'ici 2025.
- La croissance soutenue de la demande et les impératifs de fiabilité des services publics sur tout le continent.
- La demande croissante exercée sur les centrales électriques afin de soutenir l'électrification à grande échelle, la fermeture de centrales alimentées au charbon et les besoins énergétiques émergents.
- L'accès garanti à des sources d'approvisionnement permettant de relier les bassins à plus faibles coûts de l'Amérique du Nord avec les plus importants marchés de demande.
- Les projets de décarbonation, d'entretien et de modernisation qui soutiennent la livraison sécuritaire et fiable de volumes records.

Grâce à notre approche disciplinée en matière d'affectation du capital et au respect de notre limite annuelle de dépenses en immobilisations de 6 milliards de dollars à 7 milliards de dollars, nous choisirons intentionnellement des projets permettant de maximiser l'écart entre le rendement ajusté en fonction des risques et le coût en capital, ce qui permettra de créer de la valeur pour les actionnaires.

Au cours du reste de l'exercice, nous chercherons à maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle, nous continuerons à mettre l'accent sur la réalisation de projets et nous poursuivrons nos efforts de réduction de la dette grâce à notre programme de sortie d'actifs et à la rationalisation de nos activités au moyen de mesures d'efficience.

### Les points saillants en matière d'exploitation comprennent les éléments suivants :

- Les réceptions totales du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 14,2 Gpi<sup>3</sup>/j, en hausse de 5 % par rapport au deuxième trimestre de 2023.
  - Le réseau de NGTL a établi un record absolu de réceptions totales de 14,8 Gpi<sup>3</sup> le 12 avril 2024.
- Le réseau de NGTL a établi un record quotidien absolu de livraisons aux centrales électriques de plus de 1,1 Gpi<sup>3</sup> le 18 juillet 2024.
- Le secteur Gazoducs – États-Unis a généré des débits quotidiens moyens de 26,2 Gpi<sup>3</sup>/j, en hausse de 3 % par rapport au deuxième trimestre de 2023.
- Les réseaux du secteur Gazoducs – États-Unis ont réalisé leur deuxième meilleur trimestre de livraisons moyennes aux centrales électriques et aux installations de GNL, soit respectivement de 2,8 Gpi<sup>3</sup>/j et de 3,3 Gpi<sup>3</sup>/j.
  - Un nouveau record quotidien absolu d'envois aux centrales électriques de 5,2 Gpi<sup>3</sup> a été établi le 15 juillet 2024.
- Le secteur Gazoducs – Mexique a établi un record absolu de livraisons de plus de 4,0 Gpi<sup>3</sup> le 24 mai 2024.
- La fiabilité opérationnelle du réseau d'oléoducs Keystone a été de 94 % au cours du deuxième trimestre de 2024.
- Bruce Power a atteint une capacité disponible de 78 % au deuxième trimestre de 2024, compte tenu des arrêts d'exploitation prévus pour les réacteurs 5 à 8. Les perspectives de capacité disponible moyenne pour 2024 demeurent dans le bas de la fourchette des 90 %, maintenant que tous les arrêts d'exploitation prévus pour 2024 sont terminés.
- Les centrales de cogénération ont atteint une capacité disponible de 95,7 % au cours du deuxième trimestre de 2024.

Nous continuons de **réaliser des projets conformément au calendrier et au budget**. Au cours du deuxième trimestre, nous avons réalisé des progrès considérables quant à notre projet de gazoduc **Southeast Gateway**, qui a franchi des jalons importants et dont la mise en service commerciale est toujours prévue pour la mi-2025. L'installation en mer des canalisations est maintenant achevée à plus de 98 %, la section en eau profonde étant terminée et trois kilomètres devant toujours être installés en eau peu profonde. Nous prévoyons que l'installation des canalisations en eau peu profonde touchera à sa fin au troisième trimestre de 2024. Nous avons également achevé trois points d'arrivée à terre, tandis que la construction des installations terrestres ainsi que l'installation définitive des canalisations et leur raccordement progressent bien. Le programme de remplacement des composants majeurs (« RCM ») du réacteur 3 de **Bruce Power** se poursuit selon le budget et l'échéancier, et le RCM du réacteur 4 devrait commencer au début de 2025. Nous prévoyons mettre en service des **projets d'environ 7 milliards de dollars** en 2024, ainsi que des projets de **9 milliards de dollars** en 2025. Depuis le début de l'exercice, des projets visant la capacité des gazoducs de 1,2 milliard de dollars ont été mis en service, ce qui comprend le projet Gillis Access et les projets visant le réseau de NGTL. Les autres projets devant être mis en service au cours de l'exercice ont principalement trait à Coastal GasLink.

Les travaux mécaniques sur le gazoduc **Coastal Gas Link** ont été terminés en novembre 2023 et les travaux de remise en état postérieurs à la construction se poursuivent. La mise en service commerciale devrait avoir lieu après l'achèvement des travaux de mise en service à l'usine de LNG Canada et la réception d'un avis de LGN Canada. En juin 2024, Coastal GasLink LP a effectué le plus important placement privé d'obligations de l'histoire du Canada, soit un refinancement de 7,15 milliards de dollars visant sa facilité de crédit à la construction existante au moyen d'un placement privé de billets de premier rang garantis, ce qui reflète la demande considérable pour les infrastructures énergétiques canadiennes. En outre, après l'annonce d'une décision d'investissement finale positive par les partenaires de Cedar LNG, soit la nation Haisla et Pembina Pipeline Corporation, Coastal GasLink LP a approuvé le **projet Cedar Link**, soit un prolongement de 1,2 milliard de dollars du gazoduc Coastal GasLink qui devrait permettre la livraison d'au plus 0,4 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel à Cedar LNG. Le financement du projet Cedar Link proviendra de facilités de crédit dédiées au projet d'au plus 1,5 milliard de dollars et d'apports de capitaux par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous. Nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres servant à financer ce projet s'élèvera à environ 50 millions de dollars.

Nous avons obtenu le soutien unanime de nos clients à l'égard d'un **règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans** pour le **réseau de NGTL**, qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Le règlement prévoit un rendement des capitaux propres de 10,1 % sur une participation en actions ordinaires présumée de 40 % et devrait entraîner une augmentation d'environ 150 à 200 millions de dollars par année du BAIIA comparable grâce à la hausse des taux d'amortissement et à des mécanismes incitatifs. Le règlement permet également la mise en place d'un cadre qui soutient l'affectation de capitaux de 3,27 milliards de dollars à un nouveau plan de croissance pluriannuel. Le plan comprend plusieurs projets assujettis à l'obtention des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation et dont les dates de mise en service s'échelonnent de 2027 à 2030. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel accroîtra le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi<sup>3</sup>/j. Nous remercions nos clients pour leur collaboration dans la recherche d'une stratégie répondant aux besoins changeants du secteur et de nos activités.

Au cours du deuxième trimestre de 2024, nous avons progressé vers l'atteinte de notre **cible de sortie d'actifs de 3 milliards de dollars** et conclu une alliance stratégique avec la CFE, qui est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 %, pour un produit en trésorerie de 340 millions de dollars US et une contrepartie autre qu'en trésorerie. Le 30 juillet 2024, nous avons annoncé la conclusion de la plus importante convention de participation auprès des communautés autochtones au Canada, qui leur permettra de faire collectivement l'acquisition d'une participation minoritaire de 5,34 % dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills (conjointement, les « actifs de la société »), pour un produit brut de 1,0 milliard de dollars. Cette convention historique est rendue possible par une garantie de prêt sur capitaux propres fournie par l'Alberta Indigenous Opportunities Corporation en soutien à la société d'investissement détenue par des intérêts autochtones nouvellement formée. Une fois cette convention ratifiée, les communautés concluront des ententes définitives à titre de co-investisseurs dans les actifs du partenariat. Les

investissements dans des actifs énergétiques constituent des sources de revenus à long terme qui seront bénéfiques aux communautés autochtones de tout le Canada.

Ces ententes annoncées nous ont permis d'atteindre des ventes d'actifs cumulant environ **2,6 milliards de dollars**, soit la majeure partie de la cible de 3 milliards de dollars établie à la clôture de l'exercice précédent. Parallèlement à notre programme de sortie d'actifs, aux solides résultats pour le premier semestre de 2024, aux dépenses en immobilisations se situant dans le bas de nos perspectives pour 2024 et aux progrès continus dans nos initiatives visant l'efficacité des activités, nous progressons considérablement dans la réalisation de notre objectif d'atteindre notre cible de ratio dette-BAIIA<sup>3</sup> de 4,75 fois d'ici la fin de l'exercice, soit la limite que nous respecterons par la suite. En outre, nous continuons de nous efforcer de respecter notre limite de dépenses en immobilisations nettes annuelles de 6 milliards de dollars à 7 milliards de dollars, en privilégiant le bas de cette fourchette, en 2025 et par la suite.

En juin 2024, nos actionnaires ont approuvé la **scission des activités liées aux pipelines de liquides** (la « scission »), maintenant nommées South Bow Corporation (« South Bow »). Nous estimons que cette scission permettra aux deux sociétés de maximiser la valeur à long terme de leurs actifs respectifs. Nous prévoyons que la scission prendra effet tôt au cours du quatrième trimestre de 2024. À titre d'entités distinctes, chaque société pourra mettre l'accent sur ses propres stratégies et occasions d'affaire, et ainsi fournir l'énergie essentielle sur laquelle compte le monde entier.

Notre avons publié notre **rapport sur la durabilité de 2024**, qui présente la performance globale en matière de durabilité et les progrès de la société quant à ses engagements. Nous y confirmons le rôle que nous entendons jouer dans l'effort collectif consistant à promouvoir un système énergétique à plus faibles émissions qui est abordable, fiable et sécuritaire, tout en collaborant étroitement avec nos voisins, nos clients, les peuples autochtones et les gouvernements à bâtir des relations et créer des occasions réciproquement profitables. Les principaux faits saillants comprennent les éléments suivants :

- Réduction de 15 % des émissions absolues de méthane entre 2019 et 2023.
- Investissements de 1,8 milliard de dollars auprès de fournisseurs autochtones au Canada et aux États-Unis en 2023 et lancement d'un cadre d'équité pour les Autochtones du Canada.
- Établissement d'une nouvelle cible afin d'accroître la représentation féminine dans la société dans une mesure de 2 % annuellement au cours des trois prochaines années.

Après la scission, **TC Énergie** continuera de jouer un rôle central dans l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord et elle fournira de plus en plus de solutions énergétiques à l'échelle mondiale au moyen de son réseau de livraison de gaz naturel hautement intégré. La demande d'énergie en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde n'a jamais été plus élevée et nous estimons occuper une position privilégiée pour répondre à cette demande, tout en conjuguant la sécurité, l'abordabilité et la durabilité au moyen de nos infrastructures essentielles. Nous continuons d'affecter nos capitaux de manière sélective et stratégique, afin de maximiser les rendements ajustés en fonction des risques pour les actionnaires et de dégager de la valeur à long terme pour les actionnaires.

---

<sup>3</sup> Le ratio dette-BAIIA est un ratio non conforme aux PCGR. Le montant ajusté de la dette et le BAIIA comparable ajusté sont des mesures conformes aux PCGR utilisées par calculer le ratio dette-BAIIA. Se reporter aux rubriques « Information prospective », « Mesures non conformes aux PCGR » et « Rapprochement » pour obtenir un complément d'information.

## Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 1<sup>er</sup> août 2024 à 6 h 30 (HAR) ou à 8 h 30 (HAE) pour discuter de nos résultats financiers du deuxième trimestre de 2024 et des faits nouveaux au sein de la société. Les conférenciers comprendront François Poirier, président et chef de la direction, Sean O'Donnel, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction.

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le **1-844-763-8274 (Canada et États-Unis) ou le 1-647-484-8814 (international)** 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 [www.TCEnergie.com/events](http://www.TCEnergie.com/events) ou à partir de l'URL suivante : <https://www.gowebcasting.com/13394>. Il sera possible d'accéder à un enregistrement de la webémission après la conférence.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 8 août 2024. Il suffira de composer le 1-855-669-9658 (Canada et États-Unis) ou le 1-412-317-0088 (international), ainsi que le code d'accès 6645236#.

**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](http://www.TCEnergie.com); ces documents seront aussi déposés dès aujourd'hui sous le profil de TC Énergie dans SEDAR+ au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au [www.sec.gov](http://www.sec.gov).**

## À propos de TC Énergie

Nous sommes une équipe de plus de 7 000 personnes travaillant à déplacer, produire et stocker l'énergie dont dépend l'Amérique du Nord. Aujourd'hui, nous proposons des solutions aux défis énergétiques mondiaux les plus ardues, qu'il s'agisse d'innover dans notre façon d'acheminer le gaz naturel alimentant le GNL vendu sur les marchés mondiaux, de travailler à réduire les émissions de nos actifs ou de collaborer avec nos voisins, nos clients et les gouvernements afin de bâtir ensemble le système énergétique de demain. Tout cela fait partie de notre façon de continuer à fournir des rendements durables à nos investisseurs et à créer de la valeur pour les collectivités.

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

## Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective et il est assujéti à des risques et à des incertitudes importants ainsi que fondé sur certaines hypothèses clés. Les énoncés prospectifs s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre. L'information prospective contenue dans le présent document peut comprendre notamment des déclarations portant sur le progrès des projets Coastal GasLink et Southeast Gateway, y compris l'achèvement des travaux mécaniques, les installations extracôtières et les dates de mise en service, sur les prévisions en matière de BAIIA comparable et de résultat comparable par action ordinaire et le ratio dette-BAIIA cible pour 2024 ainsi que les sources de ceux-ci, sur les attentes à l'égard du projet Cedar Link, y compris le financement de celui-ci, sur les attentes à l'égard de Bruce Power, sur les attentes à l'égard de nos priorités stratégiques, y compris notre plans de croissance pluriannuel pour le réseau de NGTL ainsi que l'exécution de ce plan, sur nos engagements en matière de durabilité, sur nos attentes à l'égard de notre programme de sortie d'actifs, sur nos perspectives en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations nettes, ainsi que sur la scission, y compris le calendrier et les attentes en ce qui concerne TC Énergie et South Bow une fois la scission effectuée. Nos énoncés prospectifs sont assujéttis 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 2023 de la société les plus récents, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR+, à l'adresse [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), ainsi qu'à la rubrique sur l'information prospective contenue dans notre *Rapport sur la durabilité* et notre Plan de réduction des émissions de GES qui peuvent être consultés sur notre site Web au [www.TCEnergie.com](http://www.TCEnergie.com).

### Mesures non conformes aux PCGR

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, les fonds provenant de l'exploitation comparables et les dépenses en immobilisations nettes. Il contient également des références au ratio dette-BAIIA, un ratio non conforme aux PCGR calculé au moyen du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté, qui sont des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées en ajustant certaines mesures conformes aux PCGR en fonction d'éléments particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne sont pas représentatives des activités sous-jacentes pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Il y a lieu de se reporter i) à chaque secteur d'activités pour obtenir un rapprochement du BAIIA comparable et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle); ii) à la rubrique « Résultats consolidés » 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](http://www.sedarplus.ca).

En ce qui a trait aux mesures non conformes aux PCGR utilisées dans le calcul du ratio dette-BAIIA, le montant ajusté de la dette correspond au total de la dette présenté, y compris les billets à payer, la dette à long terme, la tranche à court terme de la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, comme ils figurent dans notre bilan consolidé, plus les obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation comptabilisées dans notre bilan consolidé et 50 % des actions privilégiées présentées dans notre bilan consolidé en raison des caractéristiques semblables à celles d'emprunts des obligations contractuelles et financières s'y rattachant, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie présentés dans notre bilan consolidé et 50 % des billets subordonnés de rang inférieur présentés dans notre bilan consolidé en raison des caractéristiques semblables à celles de capitaux propres des obligations contractuelles et financières s'y rattachant. Le BAIIA comparable ajusté correspond au BAIIA comparable exclusion faite des coûts liés aux contrats de location-exploitation inscrits au poste « Coûts d'exploitation des centrales et autres » à l'état consolidé des

résultats, et il est ajusté au titre de l'excédent des distributions reçues sur (le bénéfice) la perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation tels qu'ils sont présentés à l'état consolidé des flux de trésorerie, ce qui est, à notre avis, plus représentatif des flux de trésorerie à la disposition de TC Énergie pour le service de sa dette et de ses autres obligations à long terme. Nous sommes d'avis que le ratio dette-BAIIA fournit aux investisseurs de l'information utile car il indique notre capacité à assurer le service de notre dette et de nos autres obligations à long terme. Se reporter à la rubrique « Rapprochement » pour obtenir un rapprochement du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2023.

## Rapprochement

Le tableau qui suit présente un rapprochement du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté<sup>i</sup> :

(en millions de dollars canadiens)	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
<b>Total de la dette présenté</b>	63 201	58 300
Ajustements de la direction :		
Traitement des actions privilégiées à titre d'emprunts <sup>ii</sup>	1 250	1 250
Traitement des billets subordonnés de rang inférieur à titre de capitaux propres <sup>iii</sup>	(5 144)	(5 248)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 678)	(620)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	459	433
<b>Montant ajusté de la dette</b>	56 088	54 115
BAIIA comparable <sup>iv</sup>	10 988	9 901
Coûts liés aux contrats de location-exploitation	118	106
Excédent des distributions reçues sur (le bénéfice) la perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(123)	(29)
<b>BAIIA comparable ajusté</b>	10 983	9 978
<b>Montant ajusté de la dette/BAIIA comparable ajusté<sup>i</sup></b>	5,1	5,4

i Le montant ajusté de la dette et le BAIIA comparable ajusté sont des mesures conformes aux PCGR. Les calculs sont fondés sur la méthode établie par la direction. Les calculs des différentes agences de notation différeront.

ii Traitement à titre d'emprunt de 50 % des 2,5 milliards de dollars d'actions privilégiées au 31 décembre 2023.

iii Traitement à titre de capitaux propres de 50 % des 10,3 milliards de dollars de billets subordonnés de rang inférieur au 31 décembre 2023. Les billets libellés en dollars US ont été convertis au taux de 1,32 dollar CA/dollar US au 31 décembre 2023.

iv Le BAIIA comparable est une mesure conforme aux PCGR. Consulter les rubriques « Information prospective » et « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir un complément d'information.

### 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

## Deuxième trimestre de 2024

### Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Bénéfice</b>				
Produits	4 085	3 830	8 328	7 758
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	963	250	2 166	1 563
par action ordinaire – de base	0,93 \$	0,24 \$	2,09 \$	1,53 \$
BAlIA comparable <sup>1</sup>	2 694	2 474	5 784	5 249
Résultat comparable	978	981	2 262	2 214
par action ordinaire	0,94 \$	0,96 \$	2,18 \$	2,16 \$
<b>Flux de trésorerie</b>				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 655	1 510	3 697	3 584
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 826	1 754	4 262	3 820
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	1 591	2 991	3 488	6 024
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(164)	—	(302)
<b>Dividendes déclarés</b>				
par action ordinaire	0,96 \$	0,93 \$	1,92 \$	1,86 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base</b> (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 037	1 027	1 037	1 024
– émises et en circulation à la fin de la période	1 037	1 029	1 037	1 029

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la rubrique « Résultats consolidés ».

2 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la note 4 « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

## Rapport de gestion

Le 31 juillet 2024

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 le semestre clos le 30 juin 2024, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, qui ont été dressés 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 2023, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2023. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2023. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

### 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 quant à la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides, South Bow Corporation, après la clôture prévue de la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») en une société inscrite en bourse distincte, y compris la direction et les cotes de crédit s'y rapportant;
- les attentes concernant la taille, la structure, le calendrier, les modalités et les résultats des transactions courantes et futures, y compris la scission et notre programme de sortie d'actifs;
- 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;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport sur la durabilité et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, 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 avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la scission et de la transition énergétique;
- 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 avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la scission et de la transition énergétique;
- les modalités, le calendrier et la réalisation de la scission, y compris l'obtention en temps opportun de toutes les approbations réglementaires nécessaires;
- la possibilité que les conditions de marché ou autres ne soient plus favorables à la réalisation de la scission;
- l'interruption des activités au cours de la période précédant la scission ou suivant immédiatement celle-ci;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques, y compris le projet Focus, 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;
- l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique 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 2023.

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](http://www.sedarplus.ca)).

### **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- dépenses en immobilisations nettes.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le résultat comparable concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires, sauf indication contraire. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (« BAIIA comparable ») et sur le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (« BAII comparable ») concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice sectoriel, sauf indication contraire.

### **Mesures comparables**

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent 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 effectuons des ajustements au titre des éléments particuliers suivants :

- les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- les provisions pour moins-value et les ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;

- les règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, les règlements dans le cadre de faillites et les autres règlements, y compris les règlements non récurrents avec des tiers;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration, y compris les coûts liés au projet Focus, à la scission et au transfert de la propriété du réseau de NGTL de Nova Gas Transmission Ltd. (« NGTL Ltd. ») à NGTL GP Ltd. (« NGTL GP »), au nom de NGTL Limited Partnership (« NGTL LP ») (le « transfert de la propriété du réseau de NGTL »);
- les ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques au titre des fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des produits de base.

Nous excluons des mesures comparables les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Les variations de la juste valeur, y compris de notre quote-part des variations de la juste valeur liées à Bruce Power, sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Au cours du troisième trimestre de 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité en procédant à la scission. Le 4 juin 2024, les actionnaires ont approuvé la scission, qui devrait prendre effet tôt au cours du quatrième trimestre de 2024. Une équipe chargée de la gestion de la scission a été mise sur pied afin d'assurer la coordination et la gouvernance entre les deux entités, ainsi que l'élaboration d'une convention de scission et d'une convention de services de transition. Les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent les coûts internes se rapportant à la scission, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que les autres honoraires de consultation, qui sont comptabilisés dans les résultats de nos secteurs Pipelines de liquides et Siège social. Ces éléments ont été exclus des mesures comparables puisque nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes courantes.

TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») et Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH ») sont 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 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.

En 2023, nous avons comptabilisé un montant au titre des coûts des mesures environnementales correctives se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Nous disposons de polices d'assurance et nous estimons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit couverte aux termes de nos assurances existantes. Une tranche de ce produit d'assurance proviendra de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive, ce qui a eu une incidence sur le bénéfice net inscrit dans les résultats financiers consolidés de TC Énergie pour le deuxième trimestre de 2023. Ce montant a été exclu des mesures comparables puisqu'il ne reflète pas nos activités sous-jacentes courantes.

En 2022, TGNH et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. 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. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent 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, nous avons exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable :

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

Des rapprochements quantitatifs de nos mesures non conformes aux PCGR avec leurs mesures conformes aux PCGR comparables sont présentés tout au long du présent rapport de gestion.

### BAIIA comparable et BAIL comparable

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

### 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 » plus haut. 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. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » 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.

### **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 2023. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile 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 nos activités à générer des rentrées. 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 » plus haut. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

### **Dépenses en immobilisations nettes**

Les dépenses en immobilisations nettes représentent les dépenses en immobilisations, y compris les projets de croissance, les dépenses d'investissement de maintien, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les projets en cours d'aménagement, ajustées pour tenir compte de la part attribuable aux participations sans contrôle des entités dans lesquelles nous exerçons le contrôle. Nous avons recours aux dépenses en immobilisations nettes, car nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer nos flux de trésorerie affectés au réinvestissement de capitaux.

## Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Gazoducs – Canada	514	(394)	1 015	17
Gazoducs – États-Unis	762	715	1 805	1 794
Gazoducs – Mexique	266	182	478	436
Pipelines de liquides	270	273	586	449
Énergie et solutions énergétiques	220	255	472	507
Siège social	(26)	(36)	(84)	(38)
<b>Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)</b>	<b>2 006</b>	<b>995</b>	<b>4 272</b>	<b>3 165</b>
Intérêts débiteurs	(843)	(791)	(1 680)	(1 553)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	184	148	341	279
Gains (pertes) de change, montant net	(67)	169	(40)	276
Intérêts créditeurs et autres	69	16	146	58
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>1 349</b>	<b>537</b>	<b>3 039</b>	<b>2 225</b>
(Charge) recouvrement d'impôts	(200)	(258)	(493)	(599)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>1 149</b>	<b>279</b>	<b>2 546</b>	<b>1 626</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(159)	(6)	(330)	(17)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>990</b>	<b>273</b>	<b>2 216</b>	<b>1 609</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(27)	(23)	(50)	(46)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>963</b>	<b>250</b>	<b>2 166</b>	<b>1 563</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base</b>	<b>0,93 \$</b>	<b>0,24 \$</b>	<b>2,09 \$</b>	<b>1,53 \$</b>

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 713 millions de dollars, ou de 0,69 \$ par action ordinaire, et de 603 millions de dollars, ou de 0,56 \$ par action ordinaire, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux mêmes périodes en 2023. Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

### Résultats de 2024

- un gain de 63 millions de dollars après impôts, au deuxième trimestre de 2024, découlant de la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- une perte de change latente de 3 millions de dollars après impôts et un gain de change latent de 52 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite des participations sans contrôle;
- un recouvrement de 2 millions de dollars et de 17 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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, déduction faite des participations sans contrôle;
- des coûts de 42 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL;
- une charge de 26 millions de dollars et de 39 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- une charge de 26 millions de dollars après impôts au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers au premier trimestre de 2024;

- une charge de 8 millions de dollars après impôts, au premier trimestre de 2024, se rapportant aux coûts liés au projet Focus.

### **Résultats de 2023**

- une charge de dépréciation de 809 millions de dollars et de 838 millions de dollars, après impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »);
- une charge de 48 millions de dollars après impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance au deuxième trimestre de 2023 se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- une charge de 25 millions de dollars après impôts se rapportant aux coûts liés au projet Focus au deuxième trimestre de 2023;
- une perte de change latente de 9 millions de dollars après impôts sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH au deuxième trimestre de 2023;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars et de 8 millions de dollars après impôts pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023;
- un recouvrement de 8 millions de dollars et de 80 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, 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.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains latents et des pertes latentes sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques, ainsi que des gains latents et des pertes latentes découlant de changements dans nos activités de gestion des risques. Ces facteurs, tout comme les éléments particuliers mentionnés ci-dessus, ont été retranchés du calcul du résultat comparable. Le rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>963</b>	250	<b>2 166</b>	1 563
<b>Postes particuliers (après les impôts) :</b>				
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	<b>(63)</b>	—	<b>(63)</b>	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	<b>3</b>	9	<b>(52)</b>	9
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	<b>(2)</b>	(8)	<b>(17)</b>	(80)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	<b>42</b>	—	<b>42</b>	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	<b>26</b>	—	<b>39</b>	—
Règlement avec un tiers	—	—	<b>26</b>	—
Coûts liés au projet Focus	—	25	<b>8</b>	25
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	809	—	838
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	—	—	48
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	36	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	4	—	8
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	<b>(3)</b>	—	<b>1</b>	(6)
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>12</b>	(144)	<b>112</b>	(227)
<b>Résultat comparable</b>	<b>978</b>	981	<b>2 262</b>	2 214
<b>Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire</b>	<b>0,93 \$</b>	0,24 \$	<b>2,09 \$</b>	1,53 \$
<b>Postes particuliers (après les impôts) :</b>				
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	<b>(0,06)</b>	—	<b>(0,06)</b>	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	—	0,01	<b>(0,05)</b>	0,01
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	—	(0,01)	<b>(0,02)</b>	(0,08)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	<b>0,04</b>	—	<b>0,04</b>	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	<b>0,03</b>	—	<b>0,04</b>	—
Règlement avec un tiers	—	—	<b>0,03</b>	—
Coûts liés au projet Focus	—	0,02	<b>0,01</b>	0,02
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	0,79	—	0,82
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	—	—	0,05
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	0,03	—	0,03
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	0,01	—	0,01
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	—	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	—	(0,13)	<b>0,10</b>	(0,22)
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,94 \$</b>	0,96 \$	<b>2,18 \$</b>	2,16 \$

1 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Gazoducs – États-Unis	(40)	24	(63)	73
Pipelines de liquides	37	—	36	5
Installations énergétiques au Canada	3	(13)	60	(21)
Installations énergétiques aux États-Unis	(7)	—	(11)	1
Stockage de gaz naturel	20	73	(70)	61
Change	(31)	108	(102)	182
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	6	(48)	38	(74)
<b>Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(12)</b>	<b>144</b>	<b>(112)</b>	<b>227</b>

## RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>BAIIA comparable</b>				
Gazoducs – Canada	846	780	1 692	1 520
Gazoducs – États-Unis	1 003	925	2 309	2 192
Gazoducs – Mexique	286	193	500	365
Pipelines de liquides	328	363	735	680
Énergie et solutions énergétiques	227	217	547	498
Siège social	4	(4)	1	(6)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 694</b>	<b>2 474</b>	<b>5 784</b>	<b>5 249</b>
Amortissement	(717)	(694)	(1 436)	(1 371)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(843)	(791)	(1 680)	(1 548)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	184	148	341	279
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(51)	70	(8)	103
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	69	52	146	94
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(190)	(249)	(523)	(529)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(141)	(6)	(312)	(17)
Dividendes sur les actions privilégiées	(27)	(23)	(50)	(46)
<b>Résultat comparable</b>	<b>978</b>	<b>981</b>	<b>2 262</b>	<b>2 214</b>
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,94 \$</b>	<b>0,96 \$</b>	<b>2,18 \$</b>	<b>2,16 \$</b>

### **BAIIA comparable – comparaison de 2024 et de 2023**

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 juin 2024 a été supérieur de 220 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs du réseau de NGTL et de Foothills;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'incidence de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts moins importante, ainsi que du résultat supplémentaire dégagé par le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes mis en service au troisième trimestre de 2023;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, aux marges réalisées plus élevées de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, aux ventes contractuelles supplémentaires et à la quote-part du bénéfice plus élevée, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation reflétant l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus importants de notre entreprise de commercialisation aux États-Unis et au résultat supérieur des installations énergétiques au Canada, du fait surtout de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel et des activités de négociation, déduction faite de la baisse des prix de l'électricité réalisés, en partie contrebalancés par la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires et les apports moindres de Bruce Power en raison de la baisse de la production d'électricité et de la hausse des coûts d'interruption, en lien principalement avec les arrêts d'exploitation prévus;
- le BAIIA moins élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides, partiellement compensée par la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a augmenté de 84 millions de dollars US par rapport à celui de 2023; il a été converti au taux de 1,37 en 2024, contre 1,34 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du semestre clos le 30 juin 2024 a été supérieur de 535 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs du réseau de NGTL et de Foothills;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'incidence de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts moins importante, ainsi que du résultat supplémentaire dégagé par le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes mis en service au troisième trimestre de 2023;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis en raison du résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, des ventes contractuelles supplémentaires et de la quote-part du bénéfice plus élevée, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation reflétant l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, le repli des prix des produits de base pour notre entreprise d'exploitation des minéraux et les marges réalisées moins élevées de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, partiellement contrée par la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides;

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable à l'accroissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, en partie contrebalancé par la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel pour les installations énergétiques au Canada, la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires et les apports moindres de Bruce Power;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a augmenté de 206 millions de dollars US par rapport à celui de 2023; il a été converti au taux de 1,36 en 2024, contre 1,35 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

### Résultat comparable – comparaison de 2024 et de 2023

Le résultat comparable a diminué de 3 millions de dollars, ou de 0,02 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 30 juin 2024 comparativement à celui de la même période en 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et dans Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») au quatrième trimestre de 2023;
- l'incidence des activités de couverture menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos, les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et le gain net réalisé sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US, contrebalancées en partie par la diminution des emprunts à court terme et la hausse des intérêts capitalisés;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets ainsi que de l'acquisition du parc éolien Blue Cloud au deuxième trimestre de 2023;
- la charge d'impôts moins élevée découlant de l'incidence de l'exposition au change au Mexique et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférables, facteurs contrés en partie par la diminution des écarts des taux d'imposition étrangers;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses affectées au projet de gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par les projets mis en service;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

Le résultat comparable a augmenté de 48 millions de dollars, ou de 0,02 \$ par action ordinaire, pour le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement à celui de la même période en 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au quatrième trimestre de 2023;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US, contrebalancées en partie par la diminution des emprunts à court terme et la hausse des intérêts capitalisés;

- l'incidence des activités de couverture menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos, les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et le gain net réalisé sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets ainsi que des acquisitions des parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») en 2023;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses affectées au projet de gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par les projets mis en service;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- la charge d'impôts moins élevée découlant principalement de l'incidence de l'exposition au change au Mexique, contrebalancée en partie par la diminution des écarts des taux d'imposition étrangers.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2023.

## 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 2024 demeurent conformes à celles énoncées dans notre rapport annuel de 2023. Nos perspectives ne tiennent pas compte de l'incidence de la scission. Les actionnaires de TC Énergie ont approuvé la scission, mais celle-ci reste assujettie à l'obtention des approbations réglementaires nécessaires ainsi qu'au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles.

Nous continuons de surveiller les développements visant les marchés de l'énergie, nos projets de construction, les instances réglementaires de même que le déroulement du reste de notre programme de sortie d'actifs, ainsi que leurs conséquences éventuelles sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action ordinaire pour 2024.

### **Dépenses en immobilisations consolidées**

Le total prévu de nos dépenses en immobilisations pour 2024 qui est présenté dans notre rapport annuel de 2023 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 qui devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets devraient contribuer à nous rapprocher de notre objectif de réduire notre propre empreinte carbone et celle de nos clients.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 31 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. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur Pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons mis en service des projets visant la capacité des gazoducs totalisant environ 1,2 milliard de dollars dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 0,9 milliard de dollars.

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

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 2023. 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 plus bas. 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, soit principalement Coastal GasLink et Bruce Power.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 30 juin 2024
<b>Gazoducs – Canada</b>			
Réseau de NGTL	2024	0,7	0,6
	2026+	0,8	0,1
Gazoduc Coastal GasLink <sup>1,2</sup>	2024/2028	5,5	4,7
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,3	0,3
<b>Gazoducs – États-Unis</b>			
Modernisation et autres <sup>3</sup>	2024-2026	1,7 US	1,0 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,3 US	0,2 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	—
Autres investissements	2024-2028	1,1 US	0,3 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,2 US	0,4 US
<b>Gazoducs – Mexique</b>			
Villa de Reyes – tronçon sud <sup>4</sup>	—	0,4 US	0,3 US
Tula <sup>5</sup>	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	3,2 US
<b>Pipelines de liquides</b>			
Projet de raccordement Blackrod	2026	0,3	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2024-2026	0,2	—
<b>Énergie et solutions énergétiques</b>			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	0,7
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 4	2028	0,9	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>6</sup>	2024-2027	1,8	0,8
<b>Autres</b>			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables <sup>7</sup>	2024-2026	0,4	0,1
		<b>26,5</b>	<b>13,2</b>
Incidence du change sur les projets garantis <sup>8</sup>		<b>4,6</b>	<b>2,1</b>
<b>Total des projets garantis</b> (en dollars CA)		<b>31,1</b>	<b>15,3</b>

1 Les travaux mécaniques ont été achevés en novembre 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LNG Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gazoducs – Canada » de la section « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

2 Le coût estimatif du projet comprend notre quote-part des apports prévus de capitaux propres à titre de coentrepreneur de 50 millions de dollars pour le projet Cedar Link, dont la mise en service est prévue pour 2028.

3 Comprend 100 % des dépenses en immobilisations liées à notre programme de modernisation à Columbia Gas ainsi qu'à un grand nombre de projets de maintenance dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière et du moment des 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

5 Coûts estimatifs des projets conformément aux dispositions prévues dans les contrats en 2022 selon l'alliance stratégique de TGNH avec 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

6 Représente les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production.

7 Comprend les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à nos actifs au Mexique, au secteur Énergie et solutions énergétiques et à d'autres actifs.

8 Représente un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,37 au 30 juin 2024.

## Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Réseau de NGTL	598	553	1 199	1 075
Réseau principal au Canada	195	194	383	379
Autres gazoducs au Canada <sup>1</sup>	53	33	110	66
<b>BAIIA comparable</b>	<b>846</b>	<b>780</b>	<b>1 692</b>	<b>1 520</b>
Amortissement	(342)	(331)	(687)	(647)
<b>BAII comparable</b>	<b>504</b>	<b>449</b>	<b>1 005</b>	<b>873</b>
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	10	—	10	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	(843)	—	(856)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>514</b>	<b>(394)</b>	<b>1 015</b>	<b>17</b>

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada pour le trimestre clos le 30 juin 2024 s'est élevé à 514 millions de dollars, en regard de pertes sectorielles de 394 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada pour le semestre clos le 30 juin 2024 a augmenté de 998 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2023. Ces montants comprennent les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un gain de 10 millions de dollars avant impôts sur la vente d'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- une charge de dépréciation de 843 millions de dollars et de 856 millions de dollars avant impôts pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 6, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient 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. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont aussi une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Bénéfice net</b>				
Réseau de NGTL	197	191	392	381
Réseau principal au Canada	60	57	115	111
<b>Base d'investissement moyenne</b>				
Réseau de NGTL			19 413	18 714
Réseau principal au Canada			3 635	3 666

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 6 millions de dollars et de 11 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil précisé ainsi qu'un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 a augmenté de 3 millions de dollars et de 4 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023. 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 le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

### **BAIIA COMPARABLE**

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 66 millions de dollars et de 172 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement et des charges financières transférables ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL découlant de l'expansion constante du réseau;
- la hausse des impôts sur le bénéfice, des charges financières et de l'amortissement transférables ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatifs à Foothills, principalement par suite de l'achèvement du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills en 2023.

### **AMORTISSEMENT**

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, reflétant surtout l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

## Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Columbia Gas <sup>1</sup>	366	359	804	754
ANR	137	134	326	326
Columbia Gulf <sup>1</sup>	59	49	121	108
Great Lakes	41	31	110	85
GTN	39	47	94	100
Portland <sup>1</sup>	25	25	52	54
Autres gazoducs aux États-Unis <sup>2</sup>	66	43	194	199
<b>BAIIA comparable</b>	<b>733</b>	<b>688</b>	<b>1 701</b>	<b>1 626</b>
Amortissement	(175)	(174)	(353)	(349)
<b>BAI comparable</b>	<b>558</b>	<b>514</b>	<b>1 348</b>	<b>1 277</b>
Incidence du change	206	177	482	444
<b>BAI comparable (en dollars CA)</b>	<b>764</b>	<b>691</b>	<b>1 830</b>	<b>1 721</b>
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	38	—	38	—
Activités de gestion des risques	(40)	24	(63)	73
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)</b>	<b>762</b>	<b>715</b>	<b>1 805</b>	<b>1 794</b>

1 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la section « Siège social » pour un complément d'information.

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 47 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAI comparable :

- un gain de 38 millions de dollars avant impôts sur la vente d'un actif secondaire 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.

L'appréciation du dollar US au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 45 millions de dollars US et de 75 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire tiré des projets de croissance et de modernisation mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à ANR et à Great Lakes;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois et de Northern Border;
- la diminution du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges moins élevées pour le semestre clos le 30 juin 2024;
- la diminution du bénéfice attribuable aux charges d'exploitation plus élevées, qui reflètent l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte;
- la diminution du résultat de notre entreprise d'exploitation des minéraux en raison surtout du repli des prix des produits de base.

### **AMORTISSEMENT**

L'amortissement a augmenté de 1 million de dollars US et de 4 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison des nouveaux projets mis en service.

## Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
TGNH <sup>1,2</sup>	61	57	124	113
Topolobampo	39	39	78	79
Guadalajara	15	16	30	33
Mazatlán	18	18	34	33
Sur de Texas <sup>3</sup>	77	14	102	12
<b>BAIIA comparable</b>	<b>210</b>	<b>144</b>	<b>368</b>	<b>270</b>
Amortissement	(17)	(17)	(34)	(33)
<b>BAII comparable</b>	<b>193</b>	<b>127</b>	<b>334</b>	<b>237</b>
Incidence du change	70	44	120	84
<b>BAII comparable (en dollars CA)</b>	<b>263</b>	<b>171</b>	<b>454</b>	<b>321</b>
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 <sup>2</sup>	3	11	24	115
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)</b>	<b>266</b>	<b>182</b>	<b>478</b>	<b>436</b>

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

2 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la section « Siège social » pour un complément d'information.

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 84 millions de dollars et de 42 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023 et il comprend un recouvrement de 3 millions de dollars et de 24 millions de dollars, respectivement (recouvrement de 11 millions de dollars et de 115 millions de dollars, respectivement, en 2023) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 14, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024 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 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 66 millions de dollars US et de 98 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023 par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice, principalement attribuable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du fléchissement du peso mexicain et à la charge d'impôts moins élevée. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer l'exposition libellée en pesos, dont l'incidence est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net dans l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information;
- le résultat supérieur de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023.

## **AMORTISSEMENT**

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 est demeuré généralement stable par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023.

## Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Réseau d'oléoducs Keystone	313	347	704	649
Pipelines en Alberta <sup>1</sup>	17	17	34	35
Autres	(2)	(1)	(3)	(4)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>328</b>	<b>363</b>	<b>735</b>	<b>680</b>
Amortissement	(86)	(85)	(171)	(169)
<b>BAII comparable</b>	<b>242</b>	<b>278</b>	<b>564</b>	<b>511</b>
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(9)	—	(14)	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	—	—	(57)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(5)	—	(10)
Activités de gestion des risques	37	—	36	5
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>270</b>	<b>273</b>	<b>586</b>	<b>449</b>
<b>BAIIA comparable libellé comme suit :</b>				
Dollars CA	94	94	194	185
Dollars US	172	199	399	366
Incidence du change	62	70	142	129
<b>BAIIA comparable</b>	<b>328</b>	<b>363</b>	<b>735</b>	<b>680</b>

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 3 millions de dollars et augmenté de 137 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 9 millions de dollars et de 14 millions de dollars avant impôts engagée au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024 (néant en 2023) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge de 57 millions de dollars avant impôts comptabilisée au premier trimestre de 2023 découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts de 5 millions de dollars et de 10 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport aux périodes correspondantes de 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides a diminué de 35 millions de dollars et augmenté de 55 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides, principalement au deuxième trimestre de 2024, en raison notamment du commencement de l'acheminement de la capacité de sortie supplémentaire à partir du BSOC;
- l'apport plus important des volumes non visés par des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone en 2024 par rapport à 2023 en raison des répercussions sur la capacité de l'incident survenu à la borne kilométrique 14 en 2023;
- le débit plus élevé sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone découlant de la hausse des volumes contractuels.

#### **AMORTISSEMENT**

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 est demeuré généralement stable par rapport aux périodes correspondantes de 2023.

## Énergie et solutions énergétiques

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Bruce Power <sup>1</sup>	150	159	331	334
Installations énergétiques au Canada	87	80	168	182
Stockage de gaz naturel et autres <sup>2</sup>	(10)	(22)	48	(18)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>227</b>	<b>217</b>	<b>547</b>	<b>498</b>
Amortissement	(27)	(22)	(53)	(40)
<b>BAII comparable</b>	<b>200</b>	<b>195</b>	<b>494</b>	<b>458</b>
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	4	—	(1)	8
Activités de gestion des risques	16	60	(21)	41
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>220</b>	<b>255</b>	<b>472</b>	<b>507</b>

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

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a reculé de 35 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

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

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 10 millions de dollars et de 49 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, surtout au premier trimestre de 2024, et à l'apport plus important de nos activités de commercialisation aux États-Unis, contrebalancés en partie par l'augmentation des coûts liés aux activités d'expansion des affaires au deuxième trimestre de 2024;
- les résultats financiers plus élevés des installations énergétiques au Canada pour le trimestre clos le 30 juin 2024, essentiellement attribuables à l'apport plus important des activités de négociation. La baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel, a partiellement neutralisé le résultat positif des activités de négociation au deuxième trimestre et donné lieu à une diminution des résultats financiers pour le semestre clos le 30 juin 2024;
- la diminution des apports de Bruce Power en raison surtout de la production moins importante et de l'accroissement des charges d'exploitation et des coûts d'interruption, facteurs en partie contrés par le prix contractuel plus élevé, les gains réalisés sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et les activités de gestion des risques au premier trimestre de 2024. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information.

## AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023.

## BRUCE POWER

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Éléments inclus dans le BAIIA et le BAII comparables :</b>				
Produits <sup>1</sup>	487	473	1 012	979
Charges d'exploitation	(244)	(239)	(497)	(475)
Amortissement et autres	(93)	(75)	(184)	(170)
<b>BAIIA comparable et BAII comparable<sup>2</sup></b>	<b>150</b>	<b>159</b>	<b>331</b>	<b>334</b>
<b>Bruce Power – données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales <sup>3,4</sup>	78 %	94 %	85 %	95 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus <sup>4</sup>	116	13	160	13
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	15	13	21	38
Volumes des ventes (en GWh) <sup>5</sup>	4 685	4 841	10 226	10 241
Prix de l'électricité réalisé par MWh <sup>6</sup>	102 \$	98 \$	98 \$	95 \$

- Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE, le cas échéant.
- Ces données représentent notre participation de 48,3 % dans Bruce Power et les coûts internes engagés pour soutenir cet investissement. Ces données ne tiennent pas compte des gains latents et pertes latentes sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs à la retraite et des activités de gestion des risques.
- Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.
- Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP.
- Les volumes des ventes incluent la production réputée, selon le cas.
- 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 liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Au deuxième trimestre, les travaux d'entretien prévus des réacteurs 5 à 8 ont été achevés, et il n'y a pas d'autres travaux d'entretien prévus en 2024.

## Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable du secteur Siège social (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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>BAIIA comparable et BAII comparable</b>	<b>4</b>	(4)	<b>1</b>	(6)
Postes particuliers :				
Règlement avec un tiers	—	—	<b>(34)</b>	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	<b>(20)</b>	—	<b>(31)</b>	—
Coûts liés au projet Focus	—	(32)	<b>(10)</b>	(32)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	<b>(10)</b>	—	<b>(10)</b>	—
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>(26)</b>	(36)	<b>(84)</b>	(38)

La perte sectorielle du secteur Siège social a diminué de 10 millions de dollars et augmenté de 46 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La perte sectorielle du secteur Siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge avant impôts de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) pour le premier trimestre de 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 20 millions de dollars et de 31 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 (néant en 2023) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2024 (32 millions de dollars en 2023), au titre des coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Siège social » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- des coûts de 10 millions de dollars avant impôts au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL. Se reporter à la rubrique « Siège social » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social ont augmenté de 8 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement des remboursements d'impôts étatiques aux États-Unis.

## INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur</b>				
Libellés en dollars CA	(220)	(231)	(445)	(441)
Libellés en dollars US	(470)	(397)	(944)	(761)
Incidence du change	(172)	(136)	(338)	(264)
	(862)	(764)	(1 727)	(1 466)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(47)	(69)	(87)	(154)
Intérêts capitalisés	66	42	134	72
<b>Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(843)</b>	<b>(791)</b>	<b>(1 680)</b>	<b>(1 548)</b>
Poste particulier :				
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	—	—	(5)
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(843)</b>	<b>(791)</b>	<b>(1 680)</b>	<b>(1 553)</b>

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 52 millions de dollars et de 127 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023 et ils comprennent des frais financiers à payer de 5 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 découlant d'une charge avant impôts relative à la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone, qui ont été retirés de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 52 millions de dollars et de 132 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la diminution des emprunts à court terme;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP.

## PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Libellée en dollars CA	8	20	17	53
Libellée en dollars US	128	95	238	167
Incidence du change	48	33	86	59
<b>Provision pour les fonds utilisés pendant la construction</b>	<b>184</b>	<b>148</b>	<b>341</b>	<b>279</b>

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 36 millions de dollars et de 62 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par les projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service en 2023. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable aux dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway, contrebalancées en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction en raison du retard dans l'obtention d'une décision d'investissement finale.

## GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(51)</b>	70	<b>(8)</b>	103
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés <sup>1</sup>	15	(9)	70	(9)
Activités de gestion des risques	(31)	108	(102)	182
<b>Gains (pertes) de change, montant net</b>	<b>(67)</b>	169	<b>(40)</b>	276

1 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la section « (Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Les pertes de change se sont chiffrées à 67 millions de dollars et à 40 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, comparativement à des gains de change de 169 millions de dollars et de 276 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2023. 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.

Les pertes de change incluses dans le résultat comparable se sont chiffrées à 51 millions de dollars et à 8 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, comparativement à des gains de change de 70 millions de dollars et de 103 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2023. Ces variations sont principalement attribuables à l'effet net des éléments suivants :

- les pertes réalisées en 2024 comparativement aux gains réalisés en 2023 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition au risque de change relatif aux passifs nets au Mexique;
- les gains de change inscrits en 2024 comparativement aux pertes de change inscrites en 2023 à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- les pertes nettes réalisées moins élevées sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- un gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

## INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable</b>	<b>69</b>	52	<b>146</b>	94
Poste particulier :				
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	(36)	—	(36)
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>69</b>	16	<b>146</b>	58

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 53 millions de dollars et de 88 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, et ils tiennent compte d'un montant de 36 millions de dollars comptabilisé au deuxième trimestre de 2023 au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14, qui a été exclu de notre calcul des intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 17 millions de dollars et de 52 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la variation de la juste valeur d'autres placements restreints.

### (CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(190)</b>	(249)	<b>(523)</b>	(529)
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	15	—	15	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(1)	(3)	(7)	(35)
Coûts de transfert de la propriété du réseau de NGTL	(32)	—	(32)	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	3	—	6	—
Règlement avec un tiers	—	—	8	—
Coûts liés au projet Focus	—	7	2	7
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	34	—	18
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	—	—	14
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	1	—	2
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(1)	—	—	(2)
Activités de gestion des risques	6	(48)	38	(74)
<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>(200)</b>	(258)	<b>(493)</b>	(599)

La charge d'impôts a diminué de 58 millions de dollars et de 106 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. 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 diminué de 59 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2024 comparativement à la période correspondante de 2023, principalement du fait de l'incidence de notre exposition au change au Mexique et de la diminution des impôts sur le bénéfice transférables, contrebalancées en partie par la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a reculé de 6 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement à la période correspondante de 2023, principalement du fait de l'incidence de notre exposition au change au Mexique, contrebalancée en partie par la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers.

## (BÉNÉFICE NET) PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 30 juin 2024	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
		2024	2023	2024	2023
Columbia Gas et Columbia Gulf	40,0 %	(129)	—	(290)	—
Portland Natural Gas Transmission System	38,3 %	(11)	(10)	(23)	(21)
Parcs éoliens au Texas <sup>1</sup>	—	9	4	11	4
TGNH	13,01 %	(10)	—	(10)	—
<b>(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable</b>		<b>(141)</b>	<b>(6)</b>	<b>(312)</b>	<b>(17)</b>
Poste particulier :					
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	13,01 %	(18)	—	(18)	—
<b>(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle</b>		<b>(159)</b>	<b>(6)</b>	<b>(330)</b>	<b>(17)</b>

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.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle détient une participation de 13,01 % dans celle-ci. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 153 millions de dollars et de 313 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023 et il tient compte de la portion attribuable aux participations sans contrôle des gains et pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos contracté par TGNH auprès de TCPL, lequel est exclu de notre calcul (du bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 135 millions de dollars et de 295 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, principalement du fait de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024.

## DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(27)</b>	<b>(23)</b>	<b>(50)</b>	<b>(46)</b>

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 4 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, principalement par suite du rajustement du taux des dividendes sur les actions privilégiées de série 7 le 30 avril 2024.

## Incidence du change

### INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX ACTIVITÉS LIBELLÉES EN DOLLARS US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, se répercute aussi 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. Pour une partie de l'exposition résiduelle, les risques sont gérés 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 le semestre clos le 30 juin 2024, après la 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 ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides.

### ÉLÉMENTS DES PRODUITS ET CHARGES LIBELLÉS EN DOLLARS US, AVANT IMPÔTS

(en millions de dollars US)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>BAIIA comparable</b>				
Gazoducs aux États-Unis	733	688	1 701	1 626
Gazoducs au Mexique	210	144	368	270
Pipelines de liquides	172	199	399	366
	<b>1 115</b>	1 031	<b>2 468</b>	2 262
Amortissement	(241)	(240)	(486)	(480)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(470)	(397)	(944)	(761)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	128	95	238	167
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(112)	(13)	(238)	(44)
	<b>420</b>	476	<b>1 038</b>	1 144
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,37	1,34	1,36	1,35

### INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX GAZODUCS AU MEXIQUE

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

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

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

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

<b>30 juin 2024</b>	<b>18,28</b>
30 juin 2023	17,15
31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50

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		semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2024	2023	2024	2023
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique <sup>1</sup>	55	(29)	45	(74)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(45)	99	(1)	172
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	62	(62)	40	(113)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable <sup>2</sup>	(4)	—	(4)	—
	<b>68</b>	<b>8</b>	<b>80</b>	<b>(15)</b>

- 1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice 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

#### Réseau de NGTL

Au cours du semestre clos le 30 juin 2024, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,5 milliard de dollars.

#### Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

Le programme d'expansion du réseau intrabassin de NGTL comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression et il est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans. Tous les actifs ont été mis en service, pour un coût en capital du programme d'expansion de 0,5 milliard de dollars.

#### Règlement sur les besoins en produits et plan de croissance pluriannuel du réseau de NGTL

Le 31 juillet 2024, nous avons approuvé l'affectation de capitaux à un plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL. Nous avons également obtenu le soutien unanime de nos clients dans un règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans, qui prendra effet le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Le règlement instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par notre conseil d'administration de l'affectation de capitaux d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement d'un nouveau plan de croissance pluriannuel. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel accroîtra le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi<sup>3</sup>/j.

Le règlement maintient un RCA de 10,1 % sur une participation en actions ordinaires présumée de 40 % tout en augmentant les taux d'amortissement du réseau de NGTL. À cela s'ajoutent un incitatif permettant au réseau de NGTL de saisir l'occasion d'augmenter davantage les taux d'amortissement si les tarifs sont inférieurs aux seuils précisés ou que des projets de croissance sont entrepris. Le règlement prévoit un nouveau mécanisme incitatif visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, qui s'appuie sur le mécanisme incitatif relatif à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec nos clients. Le règlement prévoit une disposition de révision si les tarifs sont supérieurs à un seuil prédéterminé ou si la société n'obtient pas les approbations nécessaires visant le plan de croissance pluriannuel. Nous avons déposé auprès de la REC une demande d'approbation du règlement.

#### Vente d'une participation dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills

Le 30 juillet 2024, nous avons annoncé la conclusion d'une convention visant la vente d'une participation minoritaire de 5,34 % (la « convention ») dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills (conjointement, les « actifs de la société ») à une société d'investissement détenue par des intérêts autochtones, à un prix d'achat brut de 1,0 milliard de dollars. La convention est soutenue par l'Alberta Indigenous Opportunities Corporation (l'« AIOC ») et elle a été négociée par un groupe consortial (le « consortium ») représentant certaines communautés autochtones de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan (les « communautés »).

L'AIOC fournira aux communautés une garantie de prêt sur capitaux propres de 1,0 milliard de dollars visant à soutenir la société d'investissement détenue par des intérêts autochtones nouvellement formée. Une fois la garantie obtenue, les communautés concluront des conventions définitives à titre de co-investisseurs dans les actifs de la société par l'intermédiaire de la société d'investissement détenue par des intérêts autochtones.

Le consortium présentera la convention aux communautés pour examen, et chaque communauté déterminera si elle désire participer à l'offre, exerçant aussi son droit à l'autodétermination. Après l'examen, les communautés entreprendront l'autorisation officielle de leur participation. La transaction et l'ampleur de celle-ci ne sont pas conditionnelles à la participation d'une communauté en particulier ou de l'ensemble des communautés.

La clôture de la transaction devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2024, sous réserve de la réception des résolutions du conseil de bande des communautés participantes.

## Coastal GasLink

### Gazoduc Coastal GasLink

Les travaux de remise en état postérieurs à la construction sont toujours en cours et devraient se poursuivre tout au long de 2024. Le projet progresse selon le coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LGN Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu.

Coastal GasLink LP cherche toujours à réaliser des recouvrements de coûts, y compris dans le cadre de certaines procédures d'arbitrage qui comportent des revendications de Coastal GasLink LP et de procédures de défense de sa part à l'égard de certaines réclamations à l'encontre de celle-ci. À l'exception du règlement avec SA Energy Group, le montant de ces réclamations n'a pas encore été déterminé définitivement. Cependant, nous croyons que ces procédures devraient probablement donner lieu à des recouvrements de coûts. Il y a lieu de consulter la note 16, « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

En juin 2024, Coastal GasLink LP a procédé avec succès à un refinancement de 7,15 milliards de dollars de sa facilité de crédit à la construction existante au moyen d'un placement privé de billets de premier rang garantis en faveur d'investisseurs canadiens et américains. Le produit du placement a été affecté au remboursement d'une grande partie de l'encours de 8,0 milliards de dollars sur la facilité de crédit à la construction de Coastal GasLink LP. Le solde de l'encours de la facilité de crédit a été réglé au moyen du produit tiré du dénouement de swaps de taux d'intérêt associés à la couverture du risque de taux d'intérêt sous-jacent.

### Cedar Link

En juin 2024, Coastal GasLink LP a approuvé le projet Cedar Link suivant l'annonce par les coentrepreneurs dans Cedar Link, soit la nation Haisla et Pembina Pipeline Corporation, d'une décision d'investissement finale favorable afférente à la construction du projet Cedar LNG, une installation flottante proposée de gaz naturel liquéfié devant être construite à Kitimat, en Colombie-Britannique.

Le projet Cedar Link est une expansion du gazoduc Coastal GasLink qui devrait permettre d'acheminer jusqu'à 0,4 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel jusqu'à l'installation de Cedar LNG. Le projet d'expansion, estimé à 1,2 milliard de dollars, comprend l'ajout d'un nouveau poste de compression, d'un pipeline d'embranchement et d'un poste de comptage se raccordant aux infrastructures pipelinières actuelles de Coastal GasLink.

Le financement de l'expansion proviendra de facilités de crédit liées au projet d'environ 1,5 milliard de dollars, garanties par Coastal GasLink LP en juin 2024, et le financement par capitaux propres sera fourni par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous. Les fonds supplémentaires disponibles au moyen des facilités de crédit liées au projet et les paiements en trésorerie éventuels relatifs à la provision pour les fonds utilisés pendant la construction offrent des moyens d'atténuer les exigences de financement futures pour Coastal GasLink LP si les coûts en venaient à dépasser l'estimation initiale de 1,2 milliard de dollars. Chacun des participants de LNG Canada ainsi que Cedar LP disposent d'une option indépendante pouvant être exercée dans les 90 jours suivants la décision d'investissement finale leur permettant de choisir de verser des paiements en trésorerie relatifs à la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à tous les trimestres, tout au long des travaux de construction. À l'exercice de ces options, les fonds provenant des facilités de crédit liées au projet seront réduits, passant de 1,5 milliard de dollars à un montant maximal de 1,3 milliard de dollars. Nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres requis pour financer le projet Cedar Link se chiffrera à environ 50 millions de dollars. Tous les principaux permis ont été obtenus et la construction s'est amorcée en juillet 2024. La date de mise en service du projet Cedar Link est prévue pour 2028, sous réserve de l'achèvement des travaux de mise en service à l'usine de Cedar LNG.

## GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

### Portland Natural Gas Transmission System

Le 4 mars 2024, nous avons annoncé que TC Énergie et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (« Énergir »), avaient conclu une convention d'achat et de vente visant la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à BlackRock, par l'intermédiaire d'un fonds géré par son secteur Infrastructures diversifiées et de fonds d'investissement gérés par Morgan Stanley Infrastructure Partners (l'« acquéreur »), pour un produit prévu d'environ 1,5 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris la prise en charge par l'acquéreur des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS. La clôture de la transaction est prévue pour le troisième trimestre de 2024, sous réserve des approbations réglementaires et des conditions de clôture habituelles. Il y a lieu de se reporter à la note 8, « Actifs destinés à la vente », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

### Projet Gillis Access

En mars 2024, le projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 68 km (42 milles) qui raccorde la production de gaz en provenance du carrefour Gillis vers les marchés en aval du sud-est de la Louisiane, a été mis en service. Le coût en capital de ce projet s'est chiffré à environ 0,3 milliard de dollars US.

## GAZODUCS – MEXIQUE

### Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, et nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi<sup>3</sup>/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 milliards de dollars US.

Nous continuons de travailler de concert avec notre partenaire, la CFE, à achever le tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions relatives aux parties prenantes. En outre, 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. En raison du délai dans l'obtention de cette décision, la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction a été suspendue à la fin de 2023.

Conformément aux modalités de notre alliance stratégique, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % dans TGNH au cours du trimestre clos le 30 juin 2024, au moment où la CFE a injecté un montant de 340 millions de dollars US ainsi qu'une contrepartie hors trésorerie à la suite de la concrétisation de certaines obligations contractuelles, dont l'acquisition de terrains et l'obtention de permis. La participation de la CFE dans TGNH pourrait passer à un maximum de 15 % au moment de la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, pourvu que les engagements contractuels de la CFE aient été satisfaits en ce qui a trait à l'acquisition de terrains, aux relations avec les collectivités et l'obtention de permis. Se reporter à la note 15 « Alliance stratégique de TGNH », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

## PIPELINES DE LIQUIDES

### Scission de nos activités liées aux pipelines de liquides

En 2023, nous avons annoncé notre intention de nous scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides, qui deviendrait une société se nommant South Bow Corporation (« South Bow »). Le 4 juin 2024, les actionnaires de TC Énergie ont approuvé la scission. Dans le cadre de la scission, les porteurs d'actions ordinaires de TC Énergie à la date de clôture des registres qui sera établie pour la scission recevront, en échange de chaque action de TC Énergie, une nouvelle action de TC Énergie et 0,2 action ordinaire de South Bow. La scission a reçu les décisions fiscales requises au Canada et aux États-Unis et elle est toujours assujettie à l'obtention des approbations réglementaires nécessaires ainsi qu'au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. Nous prévoyons que la scission prendra effet tôt au cours du quatrième trimestre de 2024.

Nous avons engagé des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 29 millions de dollars avant impôts (26 millions de dollars après impôts) et de 45 millions de dollars avant impôts (39 millions après impôts) au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, respectivement. Des coûts de scission de 9 millions de dollars et de 14 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 ont été pris en compte dans les résultats du secteur Pipelines de liquides alors que des coûts de 20 millions de dollars et de 31 millions de dollars, respectivement, ont été affectés au secteur Siège social. Ces coûts ont été exclus des mesures comparables.

À la clôture de la scission, TC Énergie et South Bow concluront une convention de scission stipulant que TC Énergie prévoit indemniser South Bow à hauteur de 86 % des passifs et coûts nets totaux liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 ainsi qu'aux différends existants en matière de tarifs variables relatifs au pipeline Keystone (exclusion faite de toute conséquence future sur les tarifs variables), jusqu'à concurrence d'un passif maximal de 30 millions de dollars pour ces deux questions. Tous les montants supérieurs aux montants comptabilisés actuellement qui pourraient être ultimement payables à l'égard de ces passifs et coûts ne peuvent être déterminés à l'heure actuelle.

### Projet de raccordement Blackrod

Nous procédons à l'élaboration du projet Blackrod Connection, qui comprendra un pipeline de pétrole brut de 25 km (16 milles) et un tronçon latéral de gazoduc de 25 km (16 milles), ainsi que les installations connexes pour transporter le pétrole brut provenant du projet Blackrod d'International Petroleum jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. Le coût en capital total prévu du projet est d'environ 0,3 milliard de dollars, et la mise en service est prévue pour le début de 2026. Le projet de raccordement Blackrod est étayé par des contrats fermes à long terme.

### Décision définitive de la FERC

En 2019 et en 2020, trois clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte, qui portait sur les tarifs facturés entre 2018 et 2022. Le 25 juillet 2025, la FERC a publié son ordonnance à l'égard de sa décision initiale concernant la plainte (l'« ordonnance »). Nous continuons d'évaluer l'incidence de cette ordonnance. Les montants définitifs doivent être établis lors du dépôt de documents de conformité au troisième trimestre de 2024. Nous ne nous attendons toutefois pas à ce que cela ait une incidence significative sur nos états financiers.

### Requête en arbitrage relative à des procédures en vertu de l'ALENA

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Les États-Unis se sont opposés du fait que les dispositions transitoires en vertu de l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») qui protègent les investissements faits au moment où l'ALENA était en vigueur ne s'appliquent qu'aux poursuites intentées avant le 1<sup>er</sup> juillet 2020, lorsque l'ACEUM a remplacé l'ALENA. Le tribunal d'arbitrage se prononçant sur la requête a remis une décision partagée le 12 juillet 2024, dans laquelle la majorité des membres ont soutenu la position des États-Unis et conclu qu'ils ne disposaient pas de la compétence leur permettant d'entendre la requête de TC Énergie. La société évalue actuellement la décision afin de déterminer s'il existe des motifs de contestation suffisants.

## SIÈGE SOCIAL

### Transfert de propriété du réseau de NGTL

Le 1<sup>er</sup> avril 2024, la propriété du réseau de NGTL a été transférée de Nova Gas Transmission Ltd. à NGTL GP Ltd. au nom de NGTL Limited Partnership dans le cadre d'une restructuration d'entreprise normale visant à optimiser les activités et à faciliter les participations minoritaires futures dans le réseau de NGTL, notamment par les groupes autochtones. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – Canada » de la section « Faits récents » pour un complément d'information. La restructuration n'aura aucune incidence sur les activités du réseau de NGTL. En tant que société en commandite, NGTL LP n'est pas assujettie à l'impôt des sociétés au Canada. Les obligations fiscales connexes reviennent aux partenaires.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons engagé des coûts de 42 millions de dollars, après impôts, en lien avec le transfert de la propriété du réseau de NGTL, montant qui a été exclu du calcul des mesures comparables.

### Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements.

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

TC Énergie est en désaccord avec plusieurs conclusions du tribunal et elle estime que les décisions du tribunal s'écartent des dispositions prévues dans les lois de l'État du Delaware. TC Énergie a déposé un avis d'appel des décisions rendues par le tribunal et elle prévoit que l'appel sera entendu d'ici le milieu de 2025. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars américains, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois. Selon notre appréciation juridique, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 juin 2024.

### Budget fédéral 2023 du Canada

Le 28 mars 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté son budget de 2023. Dans le cadre de ce budget, plusieurs changements aux règles sur la déductibilité des intérêts, aux propositions d'un impôt minimum mondial et à d'autres mesures fiscales ont été annoncés. Le 20 juin 2024, deux textes législatifs canadiens, soit les projets de loi C-59 et C-69, ont été adoptés, portant notamment sur le Régime de restriction des dépenses excessives d'intérêts et de financement (« RDEIF ») et la *Loi sur l'impôt minimum mondial*. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie en raison de ces nouvelles lois.

## Nomination du vice-président directeur et chef des finances

Le 3 avril 2024, nous avons annoncé que le conseil d'administration avait nommé Sean O'Donnell, auparavant vice-président principal, Marchés des capitaux et planification d'entreprise, pour succéder à Joel Hunter en tant que vice-président directeur et chef des finances en date du 15 mai 2024.

## Projet Focus

À la fin de 2022, nous avons lancé le projet Focus afin de cibler des possibilités d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité. À ce jour, nous avons cerné un large éventail de possibilités qui devraient améliorer la sécurité de même que la performance de l'exploitation et la performance financière à long terme.

Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer de concevoir et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2024, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir.

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, nous avons engagé des coûts de 22 millions de dollars, avant impôts (69 millions de dollars en 2023), aux fins du projet Focus, soit principalement des indemnités de cessation d'emploi, dont une tranche de 10 millions de dollars (32 millions principalement en coûts de consultation externes en 2023) a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats et retirée des montants comparables. Un montant supplémentaire de 10 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2024 (15 millions de dollars en 2023) a été comptabilisé dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, avec des produits compensatoires au titre des coûts recouvrables par l'intermédiaire des structures réglementaires et tarifaires, dont le solde net n'a pas eu d'incidence sur le résultat net. Au 30 juin 2024, un montant de 2 millions de dollars (22 millions de dollars en 2023) avait été attribué aux projets d'investissement.

## Programme de sortie d'actifs

La vente annoncée de notre participation dans PNGTS au premier trimestre de 2024, l'apport de capitaux de la CFE en contrepartie d'une participation de 13,01 % dans TGNH au deuxième trimestre de 2024 et la vente annoncée d'une participation dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills le 30 juin 2024 ont contribué collectivement à notre plan de réduction de la dette. Nous continuons d'évaluer d'autres occasions de rotation du capital dans le cadre de notre programme de sortie d'actifs de 3 milliards de dollars afin de renforcer encore davantage notre situation financière.

## 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 estimons posséder la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, aux activités de gestion du portefeuille, aux coentreprises, au financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 juin 2024, notre actif à court terme s'élevait à 10,5 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 13,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,3 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance de 0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2023. 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 9,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 8,2 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,6 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, et les accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,0 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 juin 2024;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 1,5 milliard de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles aucun montant n'avait été prélevé au 30 juin 2024;
- l'accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, nos activités de gestion du portefeuille et notre RRD, si cela est jugé approprié.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>1 655</b>	1 510	<b>3 697</b>	3 584
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	<b>172</b>	177	<b>516</b>	117
Fonds provenant de l'exploitation	<b>1 827</b>	1 687	<b>4 213</b>	3 701
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	<b>27</b>	—	<b>42</b>	—
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires, déduction faite des impôts exigibles	<b>(39)</b>	—	<b>(39)</b>	—
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	—	—	<b>26</b>	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	<b>10</b>	—	<b>10</b>	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	—	27	<b>9</b>	27
Décisions réglementaires relatives à Keystone, déduction faite des impôts exigibles	—	—	—	48
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	36	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	—	4	—	8
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	<b>1</b>	—	<b>1</b>	—
<b>Fonds provenant de l'exploitation comparables</b>	<b>1 826</b>	1 754	<b>4 262</b>	3 820

### Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 145 millions de dollars et de 113 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

### Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 72 millions de dollars et de 442 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la hausse du BAIIA comparable et de l'augmentation des distributions reçues au titre des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, y compris la réception d'une distribution de 200 millions de dollars de Coastal GasLink LP au titre d'un paiement incitatif que TC Énergie avait comptabilisé en décembre 2023, contrebalancées en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs et par les pertes réalisées en 2024, en regard des gains réalisés en 2023, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Dépenses d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 333)	(2 018)	(2 912)	(3 903)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(13)	(26)	(33)	(104)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(245)	(947)	(543)	(2 017)
	(1 591)	(2 991)	(3 488)	(6 024)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	—	250
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(164)	—	(302)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	48	—	48	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	30	16
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	3	5	5	5
Montants reportés et autres	(143)	(120)	(133)	9
<b>(Sorties) entrées nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(1 683)</b>	<b>(3 270)</b>	<b>(3 538)</b>	<b>(6 046)</b>

En 2024, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway, des projets de Columbia Gas et d'ANR ainsi que des dépenses d'investissement de maintien. La baisse des dépenses en immobilisations en 2024 par rapport à 2023 reflète la réduction des dépenses liées à l'expansion du réseau de NGTL et aux projets de Columbia Gas.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2024 comparativement à 2023, en raison surtout des apports moindres à Coastal GasLink LP ainsi que de la réduction des prélèvements sur le prêt subordonné par Coastal GasLink LP, lesquels sont comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 181	(1 429)	1 558	(3 654)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	(1)	1 442	661	8 453
Remboursements sur la dette à long terme	(1 258)	(350)	(1 662)	(460)
Sortie de participations, déduction faite des coûts de transaction	464	—	426	—
Dividendes et distributions versés	(1 103)	(628)	(2 374)	(1 363)
Apports des participations sans contrôle	5	—	5	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	—	1	—	4
<b>(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement</b>	<b>(712)</b>	<b>(964)</b>	<b>(1 386)</b>	<b>2 980</b>

L'augmentation des dividendes et des distributions versés en 2024 par rapport à 2023 s'explique principalement par l'incidence des actions ordinaires émises sur le capital autorisé dans le cadre du RRD en 2023, ainsi que par la hausse des distributions versées en 2024 par suite de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners au quatrième trimestre de 2023.

## Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours du semestre clos le 30 juin 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>Columbia Pipelines Holding Company LLC</b>					
	Janvier 2024	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2034	500 US	5,68 %

## 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 du semestre clos le 30 juin 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TransCanada Pipelines Limited</b>				
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable
<b>ANR Pipeline Company</b>				
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %
<b>Nova Gas Transmission Ltd.</b>				
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %
<b>TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.</b>				
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	265 US	Variable
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	185 US	Variable

## DIVIDENDES

Le 31 juillet 2024, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,96 \$ par action, payables le 31 octobre 2024 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 27 septembre 2024.

## INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 26 juillet 2024, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 7 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 5 millions qui pouvaient être exercées.

Les actionnaires détenant des actions privilégiées de série 7 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 8 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 avril 2024. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 7 remises aux fins de conversion n'a pas atteint le seuil requis, aucune action privilégiée de série 7 n'a été convertie par la suite en action privilégiée de série 8.

## FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 26 juillet 2024, nous disposons des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 9,9 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 7,6 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 2,3 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en circulation. 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 1,0 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

## **OBLIGATIONS CONTRACTUELLES**

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,6 milliard de dollars au 30 juin 2024 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2023, en raison de 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 deuxième trimestre de 2024 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2023 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

## 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 2023 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2023, 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 inscrits 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, à des swaps de devises et de taux d'intérêt et à des options de change 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 et certains recouvrements contractuels;
- 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 2023 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 une 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 juin 2024, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars et de 24 millions de dollars sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, respectivement (recouvrement avant impôts de 11 millions de dollars et de 115 millions de dollars, respectivement, en 2023). Se reporter à la note 14, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

## RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

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

## TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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

### **Coastal GasLink LP**

Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP qui nous a confié, en sous-traitance, l'aménagement, la construction et l'exploitation du gazoduc Coastal GasLink.

### ***Convention de prêt subordonné de TC Énergie***

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel de 0,8 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2023) lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 30 juin 2024, le montant total consenti par TC Énergie et Coastal GasLink LP aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,4 milliards de dollars.

Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. Conformément aux modalités contractuelles, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Au 30 juin 2024, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 2 570 millions de dollars (2 520 millions de dollars au 31 décembre 2023). La valeur comptable du prêt était de 550 millions de dollars au 30 juin 2024 (500 millions de dollars au 31 décembre 2023) en raison des charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent.

### **Facilités de crédit renouvelables à vue et subordonnées**

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, des facilités de crédit subordonnées renouvelables et à vue qui nous procureront des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Les facilités, qui portent intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché, offrent une capacité d'emprunt de 120 millions de dollars dont l'encours était de néant au 30 juin 2024 (néant au 31 décembre 2023).

## **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 juin 2024	31 décembre 2023
Autres actifs à court terme	846	1 285
Autres actifs à long terme	161	155
Créditeurs et autres	(832)	(1 143)
Autres passifs à long terme	(215)	(106)
	(40)	191

## Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période				
Produits de base	8	72	(21)	130
Change	(31)	108	(102)	182
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	156	142	358	330
Change	(98)	82	(47)	139
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	15	(23)	18	(12)
Taux d'intérêt	(14)	(10)	(27)	(16)

1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s 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) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 14, « 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 juin 2024, 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 deuxième trimestre de 2024 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante 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 2023 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.

Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition effectué en 2023 relativement à l'unité d'exploitation Columbia, nous avons effectué une analyse des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et un multiple de la valeur finale faisant appel à des estimations et des jugements importants. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'était pas déprécié, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable était inférieur à 10 %. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Columbia.

#### Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2023, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2023 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

## Résultats trimestriels

### PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024		2023			2022		
	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième
Produits	4 085	4 243	4 236	3 940	3 830	3 928	4 041	3 799
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	963	1 203	1 463	(197)	250	1 313	(1 447)	841
Résultat comparable	978	1 284	1 403	1 035	981	1 233	1 129	1 068
Données par action:								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,93 \$	1,16 \$	1,41 \$	(0,19) \$	0,24 \$	1,29 \$	(1,42) \$	0,84 \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,94 \$	1,24 \$	1,35 \$	1,00 \$	0,96 \$	1,21 \$	1,11 \$	1,07 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,96 \$	0,96 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,90 \$	0,90 \$

### 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 les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, 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 Pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation des liquides et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal des activités;
- de certains ajustements de la juste valeur.

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.

Nous excluons des mesures comparables les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Nous excluons également des mesures comparables notre quote-part des gains latents et des pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des fonds investis par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain de 63 millions de dollars, après impôts, au deuxième trimestre de 2024 sur la vente d'actifs secondaires dans les secteurs Gazoducs - États-Unis et Gazoducs - Canada;
- une perte de change latente de 3 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement de 2 millions de dollars, après impôts, 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 de 42 millions de dollars, après impôts, relatifs au transfert de la propriété du réseau de NGTL;
- une charge de 26 millions de dollars, après impôts, découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain de change latent de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement de 15 millions de dollars, après impôts, 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 de 26 millions de dollars, après impôts, au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge de 13 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 8 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus.

Du résultat comparable 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;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars lié à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis afférent à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et d'un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par des ajustements de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une perte de change latente nette de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une perte de 25 millions de dollars, après impôts, 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 de 23 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 9 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- des frais financiers de 4 millions de dollars, après impôts, liés à une charge découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 1 179 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de 14 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- une charge de 11 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 2 millions de dollars, après impôts;
- un gain de change latent net de 20 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 809 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- une charge de 25 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- une perte de change latente nette de 9 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts;
- un recouvrement de 8 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement de 72 millions de dollars, après impôts, 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 de 48 millions de dollars, après impôts, découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- une charge de dépréciation de 29 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2022 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 8 millions de dollars, après impôts;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2022 sont également exclus :

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars après impôts.

## État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Produits</b>				
Gazoducs – Canada	1 417	1 297	2 801	2 526
Gazoducs – États-Unis	1 468	1 376	3 140	3 085
Gazoducs – Mexique	217	207	431	412
Pipelines de liquides	758	682	1 492	1 220
Énergie et solutions énergétiques	225	268	464	515
	<b>4 085</b>	<b>3 830</b>	<b>8 328</b>	<b>7 758</b>
<b>Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>341</b>	<b>248</b>	<b>697</b>	<b>551</b>
<b>Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation</b>	<b>—</b>	<b>(843)</b>	<b>—</b>	<b>(856)</b>
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 330	1 216	2 563	2 273
Achats de produits de base revendus	185	108	340	195
Impôts fonciers	236	222	462	449
Amortissement	717	694	1 436	1 371
	<b>2 468</b>	<b>2 240</b>	<b>4 801</b>	<b>4 288</b>
<b>Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs</b>	<b>48</b>	<b>—</b>	<b>48</b>	<b>—</b>
<b>Charges financières</b>				
Intérêts débiteurs	843	791	1 680	1 553
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(184)	(148)	(341)	(279)
(Gains) pertes de change, montant net	67	(169)	40	(276)
Intérêts créditeurs et autres	(69)	(16)	(146)	(58)
	<b>657</b>	<b>458</b>	<b>1 233</b>	<b>940</b>
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>1 349</b>	<b>537</b>	<b>3 039</b>	<b>2 225</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôts</b>				
Exigibles	111	115	261	227
Reportés	89	143	232	372
	<b>200</b>	<b>258</b>	<b>493</b>	<b>599</b>
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>1 149</b>	<b>279</b>	<b>2 546</b>	<b>1 626</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	159	6	330	17
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>990</b>	<b>273</b>	<b>2 216</b>	<b>1 609</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	27	23	50	46
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>963</b>	<b>250</b>	<b>2 166</b>	<b>1 563</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire</b>				
De base et dilué	<b>0,93 \$</b>	<b>0,24 \$</b>	<b>2,09 \$</b>	<b>1,53 \$</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)</b>				
De base	<b>1 037</b>	<b>1 027</b>	<b>1 037</b>	<b>1 024</b>
Dilué	<b>1 037</b>	<b>1 027</b>	<b>1 037</b>	<b>1 024</b>

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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>1 149</b>	279	<b>2 546</b>	1 626
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	<b>224</b>	(469)	<b>697</b>	(493)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	<b>(3)</b>	15	<b>(12)</b>	25
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	<b>20</b>	(17)	<b>28</b>	(18)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	<b>(2)</b>	7	<b>(2)</b>	41
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>(27)</b>	64	<b>64</b>	(7)
	<b>212</b>	(400)	<b>775</b>	(452)
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 361</b>	(121)	<b>3 321</b>	1 174
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>290</b>	1	<b>696</b>	12
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 071</b>	(122)	<b>2 625</b>	1 162
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>27</b>	23	<b>50</b>	46
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 044</b>	(145)	<b>2 575</b>	1 116

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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net (perte nette)	1 149	279	2 546	1 626
Amortissement	717	694	1 436	1 371
Impôts reportés	89	143	232	372
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(341)	(248)	(697)	(551)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	—	843	—	856
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	436	293	981	598
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	4	(9)	8	(22)
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs	(48)	—	(48)	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(120)	(96)	(220)	(180)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	24	(180)	124	(312)
Provision pour pertes sur créances attendues	(3)	(9)	(23)	(115)
Autres	(80)	(23)	(126)	58
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(172)	(177)	(516)	(117)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 655	1 510	3 697	3 584
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 333)	(2 018)	(2 912)	(3 903)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(13)	(26)	(33)	(104)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(245)	(947)	(543)	(2 017)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	—	250
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(164)	—	(302)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	48	—	48	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	30	16
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	3	5	5	5
Montants reportés et autres	(143)	(120)	(133)	9
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 683)	(3 270)	(3 538)	(6 046)
<b>Activités de financement</b>				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 181	(1 429)	1 558	(3 654)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	(1)	1 442	661	8 453
Remboursements sur la dette à long terme	(1 258)	(350)	(1 662)	(460)
Cession de participations, déduction faite des coûts de transaction	464	—	426	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(996)	(588)	(1 961)	(1 239)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(24)	(47)	(46)
Apports des participations sans contrôle	5	—	5	—
Distributions aux participations sans contrôle	(82)	(15)	(364)	(36)
Distributions sur les titres de catégorie C	(1)	(1)	(2)	(42)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	—	1	—	4
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(712)	(964)	(1 386)	2 980
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>				
	8	(36)	57	(47)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, y compris les soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente</b>				
Soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	13	—	(34)	—
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>				
	(719)	(2 760)	(1 204)	471
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie, au début de la période</b>				
	3 193	3 851	3 678	620
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la fin de la période</b>				
	2 474	1 091	2 474	1 091

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2024	31 décembre 2023
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 474	3 678
Débiteurs	4 025	4 209
Stocks	1 015	982
Actifs destinés à la vente	683	—
Autres actifs à court terme	2 263	2 503
	<b>10 460</b>	<b>11 372</b>
<b>Immobilisations corporelles,</b> déduction faite de l'amortissement cumulé de 37 750 \$ et de 36 602 \$, respectivement	<b>83 649</b>	<b>80 569</b>
<b>Investissement net dans des contrats de location</b>	<b>2 357</b>	<b>2 263</b>
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>10 922</b>	<b>10 314</b>
<b>Placements restreints</b>	<b>2 843</b>	<b>2 636</b>
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>2 563</b>	<b>2 330</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>12 991</b>	<b>12 532</b>
<b>Autres actifs à long terme</b>	<b>2 181</b>	<b>3 018</b>
	<b>127 966</b>	<b>125 034</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	1 563	—
Créditeurs et autres	6 303	6 987
Dividendes à payer	1 011	979
Intérêts courus	856	913
Tranche à court terme de la dette à long terme	3 685	2 938
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	382	—
	<b>13 800</b>	<b>11 817</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>5 068</b>	<b>4 806</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>1 097</b>	<b>1 015</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>7 767</b>	<b>8 125</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>49 146</b>	<b>49 976</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>10 594</b>	<b>10 287</b>
	<b>87 472</b>	<b>86 026</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	30 002	30 002
Émises et en circulation : 30 juin 2024 – 1 037 millions d'actions 31 décembre 2023 – 1 037 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 499	2 499
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)	(2 839)	(2 997)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	458	49
<b>Participations assurant le contrôle</b>	<b>30 120</b>	<b>29 553</b>
<b>Participations sans contrôle</b>	<b>10 374</b>	<b>9 455</b>
	<b>40 494</b>	<b>39 008</b>
	<b>127 966</b>	<b>125 034</b>

**Engagements, éventualités et garanties** (note 16)

**Entités à détenteurs de droits variables** (note 17)

**Événement postérieur à la date de clôture** (note 18)

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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
<b>Actions ordinaires</b>				
Solde au début de la période	30 002	29 264	30 002	28 995
Actions émises :				
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	362	—	628
Exercice d'options sur actions	—	1	—	4
Solde à la fin de la période	<b>30 002</b>	29 627	<b>30 002</b>	29 627
<b>Actions privilégiées</b>				
Solde au début et à la fin de la période	<b>2 499</b>	2 499	<b>2 499</b>	2 499
<b>Surplus d'apport</b>				
Solde au début de la période	—	725	—	722
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	4	3	4	6
Cession de participations, déduction faite des coûts de transaction	(33)	—	(22)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	29	—	18	—
Solde à la fin de la période	—	728	—	728
<b>Bénéfices non répartis (déficit cumulé)</b>				
Solde au début de la période	(2 777)	1 182	(2 997)	819
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	990	273	2 216	1 609
Dividendes sur les actions ordinaires	(996)	(956)	(1 992)	(1 908)
Dividendes sur les actions privilégiées	(27)	(23)	(48)	(44)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	(29)	—	(18)	—
Solde à la fin de la période	<b>(2 839)</b>	476	<b>(2 839)</b>	476
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>				
Solde au début de la période	377	903	49	955
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	102	(395)	430	(447)
Incidence des participations sans contrôle	(21)	—	(21)	—
Solde à la fin de la période	<b>458</b>	508	<b>458</b>	508
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>	<b>30 120</b>	33 838	<b>30 120</b>	33 838
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>				
Solde au début de la période	9 573	222	9 455	126
Cession de participations	588	—	582	—
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	131	(5)	366	(5)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	159	6	330	17
Apports des participations sans contrôle	5	—	5	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(82)	(15)	(364)	(36)
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas	—	116	—	222
Solde à la fin de la période	<b>10 374</b>	324	<b>10 374</b>	324
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>40 494</b>	34 162	<b>40 494</b>	34 162

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 2023, 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 2023 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 2023 compris dans le rapport annuel de 2023 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

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 Pipelines de liquides, en raison des fluctuations du débit du réseau d'oléoducs Keystone et des activités de commercialisation;
- dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, en raison des effets des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients, l'offre sur le marché et les prix pour le gaz naturel et l'électricité, des interruptions de service pour entretien pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada, ainsi que des activités de commercialisation.

Outre les facteurs susmentionnés, les produits et le bénéfice sectoriel sont tributaires des fluctuations des taux de change, particulièrement à l'égard des activités libellées en dollars US et de l'exposition au peso mexicain de la société.

### Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés condensés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2023, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

## 2. MODIFICATIONS COMPTABLES

### Modifications de conventions comptables en 2024

#### Contrats de location

En mars 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent la comptabilisation des améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et elles n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

#### Modifications comptables futures

##### Impôts sur le bénéfice

En décembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer la transparence et l'utilité décisionnelle des informations relatives aux impôts sur le bénéfice grâce à des améliorations afférentes au tableau de rapprochement des taux et aux informations sur les impôts sur le bénéfice payés. Par ailleurs, les directives prévoient d'autres modifications qui visent à améliorer l'efficacité de l'information à fournir en matière d'impôts sur le bénéfice. Ces nouvelles directives entreront en vigueur pour l'exercice ouvert le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. L'adoption anticipée est autorisée si les états financiers annuels n'ont pas encore été publiés. La société ne prévoit pas que ces directives auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés condensés.

##### Informations sectorielles

En novembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer les informations à fournir sur les secteurs à présenter d'une entité ouverte tout en répondant aux demandes des investisseurs pour des informations supplémentaires et plus détaillées sur les charges d'un secteur à présenter. Les directives entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025. L'adoption anticipée est permise et les directives peuvent être appliquées rétrospectivement. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés condensés.

## 3. SCISSION DES ACTIVITÉS LIÉES AUX PIPELINES DE LIQUIDES

En 2023, TC Énergie a annoncé son intention de se scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission »). La nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommera South Bow Corporation (« South Bow »). Dans le cadre de la scission, les porteurs d'actions ordinaires de TC Énergie à la date de clôture des registres qui sera établie pour la scission recevront, en échange de chaque action de TC Énergie, une nouvelle action de TC Énergie et 0,2 action ordinaire de South Bow.

Le 4 juin 2024, les actionnaires de TC Énergie ont approuvé la scission. TC Énergie prévoit que celle-ci aura lieu tôt au cours du quatrième trimestre de 2024.

## 4. INFORMATIONS SECTORIELLES

<b>trimestre clos le 30 juin 2024</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	1 417	1 468	217	758	225	—	4 085
Produits intersectoriels	—	24	—	—	49	(73) <sup>2</sup>	—
	1 417	1 492	217	758	274	(73)	4 085
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>3</sup>	5	66	100	16	154	—	341
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(497)	(434)	(28)	(248)	(170)	47 <sup>2</sup>	(1 330)
Achats de produits de base revendus	—	(31)	—	(144)	(10)	—	(185)
Impôts fonciers	(79)	(130)	—	(26)	(1)	—	(236)
Amortissement	(342)	(239)	(23)	(86)	(27)	—	(717)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	10	38	—	—	—	—	48
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>514</b>	<b>762</b>	<b>266</b>	<b>270</b>	<b>220</b>	<b>(26)</b>	<b>2 006</b>
Intérêts débiteurs							(843)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							184
Gains (pertes) de change, montant net							(67)
Intérêts créditeurs et autres							69
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>1 349</b>
(Charge) recouvrement d'impôts							(200)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							<b>1 149</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(159)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>990</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(27)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>963</b>
<b>Dépenses d'investissement<sup>4</sup></b>							
Dépenses en immobilisations	239	453	605	27	11	(2)	1 333
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	1	—	—	12	—	13
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	65	—	—	—	180	—	245
	304	454	605	27	203	(2)	1 591

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 des centrales et autres 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 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 3 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend un montant de néant afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas. Aucun changement n'a été apporté à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique.

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

<b>trimestre clos le 30 juin 2023</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	1 297	1 376	207	682	268	—	3 830
Produits intersectoriels	—	25	—	—	22	(47) <sup>2</sup>	—
	1 297	1 401	207	682	290	(47)	3 830
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	56	13	18	156	—	248
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(843)	—	—	—	—	—	(843)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(446)	(392)	(16)	(211)	(162)	11 <sup>2</sup>	(1 216)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	(102)	(6)	—	(108)
Impôts fonciers	(76)	(116)	—	(29)	(1)	—	(222)
Amortissement	(331)	(234)	(22)	(85)	(22)	—	(694)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>(394)</b>	<b>715</b>	<b>182</b>	<b>273</b>	<b>255</b>	<b>(36)</b>	<b>995</b>
Intérêts débiteurs							(791)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							148
Gains (pertes) de change, montant net							169
Intérêts créditeurs et autres							16
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>537</b>
(Charge) recouvrement d'impôts							(258)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							<b>279</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(6)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>273</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(23)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>250</b>
<b>Dépenses d'investissement<sup>4</sup></b>							
Dépenses en immobilisations	701	539	715	11	41	11	2 018
Projets d'investissement en cours d'aménagement	5	—	—	—	21	—	26
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	744	—	—	—	203	—	947
	1 450	539	715	11	265	11	2 991

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 des centrales et autres 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 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 8 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 1 million de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique.

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

<b>semestre clos le 30 juin 2024</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	2 801	3 140	431	1 492	464	—	8 328
Produits intersectoriels	—	50	—	—	49	(99) <sup>2</sup>	—
	2 801	3 190	431	1 492	513	(99)	8 328
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>3</sup>	11	192	130	33	331	—	697
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(963)	(824)	(37)	(460)	(294)	15 <sup>2</sup>	(2 563)
Achats de produits de base revendus	—	(66)	—	(252)	(22)	—	(340)
Impôts fonciers	(157)	(246)	—	(56)	(3)	—	(462)
Amortissement	(687)	(479)	(46)	(171)	(53)	—	(1 436)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	10	38	—	—	—	—	48
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>1 015</b>	<b>1 805</b>	<b>478</b>	<b>586</b>	<b>472</b>	<b>(84)</b>	<b>4 272</b>
Intérêts débiteurs							(1 680)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							341
Gains (pertes) de change, montant net							(40)
Intérêts créditeurs et autres							146
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>3 039</b>
(Charge) recouvrement d'impôts							(493)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							<b>2 546</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(330)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>2 216</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(50)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>2 166</b>
<b>Dépenses d'investissement<sup>4</sup></b>							
Dépenses en immobilisations	580	1 037	1 220	44	28	3	2 912
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	1	—	—	32	—	33
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	177	—	—	—	366	—	543
	757	1 038	1 220	44	426	3	3 488

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 des centrales et autres 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 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 21 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 2 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend un recouvrement de 1 million de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

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

<b>semestre clos le 30 juin 2023</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	2 526	3 085	412	1 220	515	—	7 758
Produits intersectoriels	—	51	—	—	22	(73) <sup>2</sup>	—
	2 526	3 136	412	1 220	537	(73)	7 758
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	10	164	4	32	341	—	551
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(856)	—	—	—	—	—	(856)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(863)	(801)	64	(388)	(320)	35 <sup>2</sup>	(2 273)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	(186)	(9)	—	(195)
Impôts fonciers	(153)	(234)	—	(60)	(2)	—	(449)
Amortissement	(647)	(471)	(44)	(169)	(40)	—	(1 371)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	17	1 794	436	449	507	(38)	3 165
Intérêts débiteurs							(1 553)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							279
Gains (pertes) de change, montant net							276
Intérêts créditeurs et autres							58
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							2 225
(Charge) recouvrement d'impôts							(599)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							1 626
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(17)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							1 609
Dividendes sur les actions privilégiées							(46)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							1 563
<b>Dépenses d'investissement<sup>4</sup></b>							
Dépenses en immobilisations	1 523	1 141	1 101	24	97	17	3 903
Projets d'investissement en cours d'aménagement	8	—	—	—	96	—	104
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 644	—	—	—	373	—	2 017
	3 175	1 141	1 101	24	566	17	6 024

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 des centrales et autres 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 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 103 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 12 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 2 millions de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

4 Incluses 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 juin 2024	31 décembre 2023
Gazoducs – Canada	30 258	29 782
Gazoducs – États-Unis	52 881	50 499
Gazoducs – Mexique	14 084	12 003
Pipelines de liquides	15 810	15 490
Énergie et solutions énergétiques	9 543	9 525
Siège social	5 390	7 735
	<b>127 966</b>	<b>125 034</b>

## 5. PRODUITS

### Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2024 et 2023 :

<b>trimestre clos le 30 juin 2024</b>						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 413	1 259	110	574	—	3 356
Électricité	—	—	—	—	54	54
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1,2</sup>	4	212	30	—	106	352
	<b>1 417</b>	<b>1 471</b>	<b>140</b>	<b>574</b>	<b>160</b>	<b>3 762</b>
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	77	—	—	77
Autres produits <sup>3</sup>	—	(3)	—	184	65	246
	<b>1 417</b>	<b>1 468</b>	<b>217</b>	<b>758</b>	<b>225</b>	<b>4 085</b>

- 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 25 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 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 30 millions de dollars.

<b>trimestre clos le 30 juin 2023</b>						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 289	1 153	109	536	—	3 087
Électricité	—	—	—	—	117	117
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1,2</sup>	8	203	29	—	105	345
	<b>1 297</b>	<b>1 356</b>	<b>138</b>	<b>536</b>	<b>222</b>	<b>3 549</b>
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	69	—	—	69
Autres produits <sup>3</sup>	—	20	—	146	46	212
	<b>1 297</b>	<b>1 376</b>	<b>207</b>	<b>682</b>	<b>268</b>	<b>3 830</b>

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 8 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 22 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 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 30 millions de dollars.

<b>semestre clos le 30 juin 2024</b>						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	2 791	2 675	217	1 166	—	6 849
Électricité	—	—	—	—	154	154
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1,2</sup>	10	426	61	3	188	688
	<b>2 801</b>	<b>3 101</b>	<b>278</b>	<b>1 169</b>	<b>342</b>	<b>7 691</b>
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	153	—	—	153
Autres produits <sup>3</sup>	—	39	—	323	122	484
	<b>2 801</b>	<b>3 140</b>	<b>431</b>	<b>1 492</b>	<b>464</b>	<b>8 328</b>

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 10 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 49 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 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 61 millions de dollars.

<b>semestre clos le 30 juin 2023</b>						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et solutions énergétiques</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	2 510	2 503	218	974	—	6 205
Électricité	—	—	—	—	233	233
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1,2</sup>	16	448	62	1	214	741
	<b>2 526</b>	<b>2 951</b>	<b>280</b>	<b>975</b>	<b>447</b>	<b>7 179</b>
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	132	—	—	132
Autres produits <sup>3</sup>	—	134	—	245	68	447
	<b>2 526</b>	<b>3 085</b>	<b>412</b>	<b>1 220</b>	<b>515</b>	<b>7 758</b>

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 16 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 49 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 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 62 millions de dollars.

## Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2024	31 décembre 2023	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 626	1 832	Débiteurs
Actifs sur contrats	213	151	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	528	457	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats <sup>1</sup>	66	69	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	11	12	Autres passifs à long terme

1 Au cours du semestre clos le 30 juin 2024, des produits de 44 millions de dollars (37 millions de dollars en 2023) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme 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 juin 2024, 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 22,6 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 4,0 milliards de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2024.

## 6. COASTAL GASLINK

### Convention de prêt subordonné

Le montant total consenti aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») s'élevait à 3,4 milliards de dollars et l'encours était de 2,6 milliards de dollars au 30 juin 2024 (3,4 milliards de dollars et 2,5 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023).

Coastal GasLink LP remboursera l'encours de ce prêt à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. La société s'attend à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement fournis par TC Énergie.

Les montants prélevés aux termes de la convention de prêt subordonné sont considérés comme des apports de capitaux propres de fait et sont présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie de la société. Les remboursements de capital et d'intérêts sur ce prêt, lesquels devraient être financés surtout par TC Énergie, seront comptabilisés comme une distribution à la société provenant de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation une fois qu'ils seront reçus.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, des montants de néant et de 50 millions de dollars ont été prélevés par Coastal GasLink LP aux termes de la convention de prêt subordonné (708 millions de dollars et 785 millions de dollars, déduction faite des remboursements, respectivement, en 2023). Le tableau suivant présente les variations de la valeur comptable de l'encours de ce prêt :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
Encours au 31 décembre 2023	2 520
Dépréciation au cours des exercices antérieurs	(2 020)
Montants consentis au cours du semestre clos le 30 juin 2024	50
Encours au 30 juin 2024	550

### Convention régissant la facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

Le 25 juin 2024, la société a modifié sa convention régissant sa facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée conclue avec Coastal GasLink LP pour y ajouter une nouvelle facilité procurant des liquidités à court terme et de la souplesse financière aux fins du projet Cedar Link. Cette nouvelle facilité d'une capacité d'emprunt de 20 millions de dollars porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché. La capacité d'emprunt combinée des facilités disponibles dans le cadre de cette convention s'élève à 120 millions de dollars (100 millions de dollars au 31 décembre 2023) et l'encours était de néant au 30 juin 2024.

### Dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Aucune charge de dépréciation n'a été comptabilisée au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024 (charges de dépréciation avant impôts de 843 millions de dollars et de 856 millions de dollars, respectivement, en 2023), puisqu'il n'y a eu aucun événement ni changement de circonstances depuis le 31 décembre 2023 révélant une incidence défavorable significative sur la juste valeur estimative de la participation de la société dans Coastal GasLink LP.

Entre le 31 décembre 2022 et le 30 septembre 2023, comme il était prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné soient principalement fournis par TC Énergie, la société a effectué des évaluations pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et les trois premiers trimestres de 2023. Pour chaque période visée par une évaluation, la société a conclu que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable et qu'il s'agissait de pertes de valeur durables. Par conséquent, la dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 30 juin 2024 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts).

Au 30 juin 2024, la valeur comptable de la participation de la société se chiffrait à 567 millions de dollars (294 millions de dollars au 31 décembre 2023), ce qui reflète l'encours prélevé sur le prêt subordonné, déduction faite des dépréciations, et les autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie.

Au 30 juin 2024, TC Énergie prévoyait un financement supplémentaire d'environ 0,9 milliard de dollars par suite de l'estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et du projet Cedar Link.

## 7. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

### Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2024 et 2023 ont été de 16 % et de 27 %, respectivement. La diminution du taux d'imposition effectif est avant tout attribuable à une perte en capital non imposable latente découlant de la dépréciation de Coastal GasLink LP en 2023, à l'incidence de l'exposition au change au Mexique et à la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle, facteurs contrés en partie par la diminution des écarts des taux d'imposition étrangers en 2024.

## 8. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

### Portland Natural Gas Transmission System

Le 4 mars 2024, la société a annoncé que TC Énergie et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (« Énergir »), avaient conclu une convention d'achat et de vente visant la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à BlackRock, par l'intermédiaire d'un fonds géré par son secteur Infrastructures diversifiées et de fonds d'investissement gérés par Morgan Stanley Infrastructure Partners (l'« acquéreur »), pour un produit prévu d'environ 1,5 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris la prise en charge par l'acquéreur des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS, qui sont actuellement consolidés dans le bilan consolidé condensé de la société.

Le produit en trésorerie sera réparti au prorata des participations actuelles dans PNGTS (61,7 % à TC Énergie et 38,3 % à Énergir) et il sera versé à la clôture, sous réserve de certains ajustements usuels. La clôture de la transaction est prévue pour le troisième trimestre de 2024, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires et du respect des conditions de clôture habituelles.

En date du 30 juin 2024, les actifs et passifs connexes classés comme étant destinés à la vente s'établissaient comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2024
<b>Actifs destinés à la vente</b>	
Actifs à court terme	59
Immobilisations corporelles	624
	<b>683</b>
<b>Passifs afférents aux actifs destinés à la vente</b>	
Passifs à court terme	24
Dette à long terme, montant net	342
Autres passifs à long terme	16
	<b>382</b>

## 9. PROVISION ENVIRONNEMENTALE LIÉE À KEYSTONE

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Au 31 décembre 2023, la société avait comptabilisé un passif cumulatif total au titre des mesures environnementales de 794 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent toujours pas être établies. Au cours du semestre clos le 30 juin 2024, les montants versés relativement au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 75 millions de dollars (433 millions de dollars en 2023). Le solde résiduel figurant aux postes « Crédeurs et autres » et « Autres passifs à long terme » au bilan consolidé condensé de la société se chiffrait à 50 millions de dollars et à 10 millions de dollars, respectivement, au 30 juin 2024 (122 millions de dollars et 9 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023).

Le recouvrement attendu des coûts estimatifs restants des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à de 126 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 35 millions de dollars au 30 juin 2024 (150 millions de dollars et 33 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023). Un montant supplémentaire de 36 millions de dollars a été comptabilisé en 2023, qui doit être recouvré auprès de la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de TC Énergie. Ce montant a été comptabilisé en charges dans les intérêts crédeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats. Au cours du semestre clos le 30 juin 2024, la société a reçu un montant de 28 millions de dollars (194 millions de dollars en 2023) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives.

## 10. DETTE À LONG TERME

### Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2024 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
<b>Columbia Pipelines Holding Company LLC</b>					
	Janvier 2024	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2034	500 US	5,68 %

### Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2024 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
<b>TransCanada Pipelines Limited</b>					
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable	
<b>ANR Pipeline Company</b>					
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %	
<b>Nova Gas Transmission Ltd.</b>					
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %	
<b>TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.</b>					
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	265 US	Variable	
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	185 US	Variable	

### Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 66 millions de dollars et de 134 millions de dollars, respectivement (42 millions de dollars et 72 millions de dollars, respectivement, en 2023), en lien avec des projets d'investissement.

## 11. 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
par action ordinaire	<b>0,96</b>	0,93	<b>1,92</b>	1,86
par action privilégiée de série 1	<b>0,22</b>	0,22	<b>0,43</b>	0,43
par action privilégiée de série 2	<b>0,43</b>	0,40	<b>0,86</b>	0,78
par action privilégiée de série 3	<b>0,11</b>	0,11	<b>0,21</b>	0,21
par action privilégiée de série 4	<b>0,39</b>	0,36	<b>0,78</b>	0,70
par action privilégiée de série 5	<b>0,12</b>	0,12	<b>0,24</b>	0,24
par action privilégiée de série 6	<b>0,41</b>	0,37	<b>0,82</b>	0,73
par action privilégiée de série 7	<b>0,37</b>	0,24	<b>0,62</b>	0,49
par action privilégiée de série 9	<b>0,24</b>	0,24	<b>0,47</b>	0,47
par action privilégiée de série 11	<b>0,21</b>	0,21	<b>0,21</b>	0,21

Les actionnaires détenant des actions privilégiées de série 7 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 8 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 avril 2024. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 7 remises aux fins de conversion n'a pas atteint le seuil requis, aucune action privilégiée de série 7 n'a été convertie par la suite en action privilégiée de série 8.

## 12. 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 :

<b>trimestre clos le 30 juin 2024</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	222	2	224
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	—	(3)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	25	(5)	20
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	—	(2)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(36)	9	(27)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>206</b>	<b>6</b>	<b>212</b>

<b>trimestre clos le 30 juin 2023</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(461)	(8)	(469)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	20	(5)	15
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(22)	5	(17)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	10	(3)	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	86	(22)	64
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(367)</b>	<b>(33)</b>	<b>(400)</b>

<b>semestre clos le 30 juin 2024</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	692	5	697
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(15)	3	(12)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	36	(8)	28
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	—	(2)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	84	(20)	64
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>795</b>	<b>(20)</b>	<b>775</b>

<b>semestre clos le 30 juin 2023</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(484)	(9)	(493)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	33	(8)	25
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(23)	5	(18)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	54	(13)	41
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(9)	2	(7)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(429)</b>	<b>(23)</b>	<b>(452)</b>

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

<b>trimestre clos le 30 juin 2024</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total</b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> avril 2024	(88)	(27)	(55)	547	377
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements <sup>1</sup>	111	20	—	(23)	108
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(2)	—	(4)	(6)
<b>Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net</b>	<b>111</b>	<b>18</b>	<b>—</b>	<b>(27)</b>	<b>102</b>
Incidence des participations sans contrôle <sup>2</sup>	(21)	—	—	—	(21)
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2024</b>	<b>2</b>	<b>(9)</b>	<b>(55)</b>	<b>520</b>	<b>458</b>

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 131 millions de dollars (pertes de 5 millions de dollars en 2023).

2 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle de 13,01 % de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») dans TGNH.

semestre clos le 30 juin 2024					
(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 <sup>er</sup> janvier 2024	(317)	(35)	(55)	456	49
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements <sup>1</sup>	340	28	—	72	440
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>2</sup>	—	(2)	—	(8)	(10)
<b>Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net</b>	<b>340</b>	<b>26</b>	<b>—</b>	<b>64</b>	<b>430</b>
Incidence des participations sans contrôle <sup>3</sup>	(21)	—	—	—	(21)
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2024</b>	<b>2</b>	<b>(9)</b>	<b>(55)</b>	<b>520</b>	<b>458</b>

- 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 366 millions de dollars (pertes de 5 millions de dollars en 2023).
- 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 10 millions de dollars (8 millions de dollars après impôts) au 30 juin 2024. 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 le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle de 13,01 % de la CFE dans TGNH.

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		semestres clos les		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats <sup>1</sup>
	30 juin	2023	30 juin	2023	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	5	(7)	8	(48)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(3)	(3)	(6)	(6)	Intérêts débiteurs
	2	(10)	2	(54)	Total avant les impôts
	—	3	—	13	(Charge) recouvrement d'impôts
	2	(7)	2	(41)	Après les impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	5	10	11	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	(1)	(2)	(3)	(Charge) recouvrement d'impôts
	4	4	8	8	Après les impôts

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

## 13. 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 juin				semestres clos les 30 juin			
	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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Coût des services rendus <sup>1</sup>	27	23	1	—	55	46	1	1
Autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) <sup>1</sup>								
Coût financier	40	40	3	4	80	79	7	8
Rendement prévu des actifs des régimes	(63)	(58)	(4)	(4)	(125)	(117)	(7)	(8)
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—
	(23)	(18)	(2)	—	(45)	(38)	(1)	—
<b>Coût net des prestations (recouvrement)</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>(1)</b>	<b>—</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>—</b>	<b>1</b>

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

## 14. 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, sur 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 et certains recouvrements contractuels, 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 2023 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent l'exposition de la société au risque de crédit lié aux contreparties.

La société passe en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

La société a comptabilisé un recouvrement de 3 millions de dollars et de 21 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 (8 millions de dollars et 103 millions de dollars, respectivement, en 2023) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de néant et de 2 millions de dollars, respectivement (1 million de dollars et 12 millions de dollars, respectivement, en 2023), afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats afférents à certains autres gazoducs du Mexique. Au 30 juin 2024, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 58 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2023) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service et à 2 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2023) à l'égard de certains autres gazoducs du Mexique. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend un recouvrement de néant et de 1 million de dollars, respectivement (néant et charge de 2 millions de dollars, respectivement, en 2023), afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats associés à la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans Sur de Texas. 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 significative au 30 juin 2024 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, à des swaps de devises et de taux d'intérêt et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après les 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 juin 2024		31 décembre 2023	
	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant en 2024)	1	400 US	8	1 000 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant en 2025)	(4)	100 US	2	200 US
	(3)	500 US	10	1 200 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.

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 juin 2024	31 décembre 2023
Montant nominal	29 400 (21 500 US)	27 800 (21 100 US)
Juste valeur	28 400 (20 800 US)	26 600 (20 200 US)

## Instruments financiers non dérivés

### Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles, y compris les titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs. La valeur comptable de certains autres instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs à court terme, les placements restreints, l'investissement net dans des contrats de location, 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 juin 2024		31 décembre 2023	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme <sup>1,2,3</sup>	(53 173)	(52 307)	(52 914)	(52 815)
Billets subordonnés de rang inférieur	(10 594)	(10 058)	(10 287)	(9 217)
	(63 767)	(62 365)	(63 201)	(62 032)

- 1 La valeur comptable de la dette à long terme au 30 juin 2024 comprenait un montant de 342 millions de dollars (juste valeur de 290 millions de dollars) se rapportant aux passifs afférents aux actifs destinés à la vente inscrits au bilan consolidé condensé de la société par suite de la vente de PNGTS.
- 2 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 3,0 milliards de dollars US (2,0 milliards de dollars US au 31 décembre 2023) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 3 Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comprend des gains latents de 44 millions de dollars et de 127 millions de dollars, respectivement (gains latents de 68 millions de dollars et de 13 millions de dollars, respectivement, en 2023), au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt. Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.

## Sommaire des actifs disponibles à la vente

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2024		31 décembre 2023	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>
Justes valeurs des titres à revenu fixe <sup>2,3</sup>				
Échéant à moins de 1 an	—	48	1	35
Échéant entre 1 an et 5 ans	4	229	8	241
Échéant entre 5 et 10 ans	1 425	—	1 340	—
Échéant à plus de 10 ans	104	—	102	—
Juste valeur des titres de participation <sup>2,4</sup>	1 005	58	883	50
	<b>2 538</b>	<b>335</b>	<b>2 334</b>	<b>326</b>

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2024		30 juin 2023	
	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>
Gains nets latents (pertes nettes latentes)				
du trimestre clos le	46	2	(8)	2
du semestre clos le	105	5	95	4
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) <sup>3</sup>				
du trimestre clos le	(13)	1	(10)	—
du semestre clos le	(15)	1	(17)	—

- 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 ces pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

### Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 juin 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 <sup>1</sup>
Autres actifs à court terme					
Produits de base <sup>2</sup>	22	—	—	806	828
Change	—	—	1	17	18
	22	—	1	823	846
Autres actifs à long terme					
Produits de base <sup>2</sup>	16	—	—	134	150
Change	—	—	—	8	8
Taux d'intérêt	—	3	—	—	3
	16	3	—	142	161
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>38</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>965</b>	<b>1 007</b>
Créditeurs et autres					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	(748)	(748)
Change	—	—	(4)	(33)	(37)
Taux d'intérêt	—	(47)	—	—	(47)
	—	(47)	(4)	(781)	(832)
Autres passifs à long terme					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	(115)	(115)
Change	—	—	—	(6)	(6)
Taux d'intérêt	—	(94)	—	—	(94)
	—	(94)	—	(121)	(215)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>—</b>	<b>(141)</b>	<b>(4)</b>	<b>(902)</b>	<b>(1 047)</b>
<b>Total des dérivés</b>	<b>38</b>	<b>(138)</b>	<b>(3)</b>	<b>63</b>	<b>(40)</b>

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel, de liquides et de crédits d'émission.

<b>au 31 décembre 2023</b>					
(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 <sup>1</sup>
<b>Autres actifs à court terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	9	—	—	1 195	1 204
Change	—	—	10	71	81
	9	—	10	1 266	1 285
<b>Autres actifs à long terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	3	—	—	86	89
Change	—	—	—	30	30
Taux d'intérêt	—	36	—	—	36
	3	36	—	116	155
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>12</b>	<b>36</b>	<b>10</b>	<b>1 382</b>	<b>1 440</b>
<b>Créditeurs et autres</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(1)	—	—	(1 110)	(1 111)
Change	—	—	—	(14)	(14)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	(1)	(18)	—	(1 124)	(1 143)
<b>Autres passifs à long terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	(75)	(75)
Change	—	—	—	(2)	(2)
Taux d'intérêt	—	(29)	—	—	(29)
	—	(29)	—	(77)	(106)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(1)</b>	<b>(47)</b>	<b>—</b>	<b>(1 201)</b>	<b>(1 249)</b>
<b>Total des dérivés</b>	<b>11</b>	<b>(11)</b>	<b>10</b>	<b>181</b>	<b>191</b>

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

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

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur <sup>1</sup>	
	30 juin 2024	31 décembre 2023	30 juin 2024	31 décembre 2023
Dette à long terme	(3 969)	(2 630)	138	11

1 Au 30 juin 2024 et au 31 décembre 2023, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes étaient de néant.

## Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

au 30 juin 2024						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net <sup>1</sup>	10 223	85	(28)	(333)	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	5 256	3 000
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	16 250	—
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024-2025	2024	2024-2026	2030-2049

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel, aux liquides et aux crédits d'émission sont présentés en GWh, en Gpi<sup>3</sup>, en millions de barils et en milliers de tonnes métriques de CO<sub>2</sub> respectivement.

au 31 décembre 2023						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt	
Ventes (achats), montant net <sup>1</sup>	9 209	50	(7)	—	—	
Millions de dollars US	—	—	—	4 978	2 000	
Millions de pesos mexicains	—	—	—	20 000	—	
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024	2024-2026	2030-2034	

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi<sup>3</sup> et en millions de barils respectivement.

## Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin	30 juin	30 juin	30 juin
	2024	2023	2024	2023
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période				
Produits de base	8	72	(21)	130
Change	(31)	108	(102)	182
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	156	142	358	330
Change	(98)	82	(47)	139
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	15	(23)	18	(12)
Taux d'intérêt	(14)	(10)	(27)	(16)

1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s 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) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 12) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés sur produits de base constatée dans les autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>	25	(22)	36	(23)

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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023

#### Couvertures de la juste valeur

Contrats de taux d'intérêt<sup>1</sup>

Éléments couverts	(40)	(23)	(70)	(46)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(14)	(10)	(27)	(16)

#### 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)<sup>2,3</sup>

Produits de base <sup>4</sup>	5	(7)	8	(48)
Taux d'intérêt <sup>1</sup>	(3)	(3)	(6)	(6)

- Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.
- Il y a lieu de se reporter à la note 12 « 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.
- Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.
- Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques 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 :

<b>au 30 juin 2024</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montants bruts des instruments dérivés</b>	<b>Montants disponibles aux fins de compensation<sup>1</sup></b>	<b>Montants nets</b>
<b>Actifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	978	(796)	182
Change	26	(14)	12
Taux d'intérêt	3	(1)	2
	<b>1 007</b>	<b>(811)</b>	<b>196</b>
<b>Passifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	(863)	796	(67)
Change	(43)	14	(29)
Taux d'intérêt	(141)	1	(140)
	<b>(1 047)</b>	<b>811</b>	<b>(236)</b>

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

<b>au 31 décembre 2023</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montants bruts des instruments dérivés</b>	<b>Montants disponibles aux fins de compensation<sup>1</sup></b>	<b>Montants nets</b>
<b>Actifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	1 293	(1 099)	194
Change	111	(16)	95
Taux d'intérêt	36	(5)	31
	<b>1 440</b>	<b>(1 120)</b>	<b>320</b>
<b>Passifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	(1 186)	1 099	(87)
Change	(16)	16	—
Taux d'intérêt	(47)	5	(42)
	<b>(1 249)</b>	<b>1 120</b>	<b>(129)</b>

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 juin 2024, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 126 millions de dollars et des lettres de crédit de 53 millions de dollars (respectivement de 149 millions de dollars et de 83 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 30 juin 2024, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 21 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 15 millions de dollars au 31 décembre 2023).

## 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 juin 2024, 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 (3 millions de dollars au 31 décembre 2023), 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 juin 2024, 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 :

<b>au 30 juin 2024</b>				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)</b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
<b>Actifs liés aux instruments dérivés</b>				
Produits de base	666	264	48	978
Change	—	26	—	26
Taux d'intérêt	—	3	—	3
<b>Passifs liés aux instruments dérivés</b>				
Produits de base	(650)	(168)	(45)	(863)
Change	—	(43)	—	(43)
Taux d'intérêt	—	(141)	—	(141)
	<b>16</b>	<b>(59)</b>	<b>3</b>	<b>(40)</b>

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 2024.

<b>au 31 décembre 2023</b>				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)</b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
<b>Actifs liés aux instruments dérivés</b>				
Produits de base	1 054	229	10	1 293
Change	—	111	—	111
Taux d'intérêt	—	36	—	36
<b>Passifs liés aux instruments dérivés</b>				
Produits de base	(1 002)	(163)	(21)	(1 186)
Change	—	(16)	—	(16)
Taux d'intérêt	—	(47)	—	(47)
	<b>52</b>	<b>150</b>	<b>(11)</b>	<b>191</b>

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

La société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui débiteront en 2025, qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans et qui proviendront de sources renouvelables déterminées dans la province d'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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Solde au début de la période	41	(9)	(11)	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)	(38)	(6)	17	(5)
Transferts vers le niveau 2	—	—	(3)	1
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	—	(1)	—	(1)
<b>Solde à la fin de la période<sup>1</sup></b>	<b>3</b>	<b>(16)</b>	<b>3</b>	<b>(16)</b>

1 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les produits comprenaient des pertes latentes de 38 millions de dollars et des gains latents de 17 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 juin 2024 (pertes latentes de 6 millions de dollars et de 5 millions de dollars, respectivement, en 2023).

## 15. ALLIANCE STRATÉGIQUE DE TGNH

### Secteur Gazoducs - Mexique

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

Au cours du trimestre clos le 30 juin 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 américains). 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 les 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.

## 16. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

### Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,6 milliard de dollars au 30 juin 2024 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2023, en raison de la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

### Éventualités

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

### **Coastal GasLink LP**

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

#### ***SA Energy Group***

Coastal GasLink LP et SA Energy Group (« SAEG »), l'un des principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, 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. Il convient toutefois de noter que le règlement n'a pas entraîné de paiements supplémentaires à SAEG et qu'il n'a eu aucune incidence sur les états financiers de TC Énergie.

#### ***Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.***

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd. (« P APC »), l'un de ses principaux anciens entrepreneurs en construction, sont en arbitrage. Coastal GasLink LP a résilié son contrat avec P APC pour motifs sérieux, en raison du défaut de P APC d'achever les travaux dans les délais, et a formulé une demande, conformément à la garantie de la société mère, au titre du paiement des obligations garanties. À la suite de la demande faite par Coastal GasLink LP concernant la garantie, P APC a déposé, en août 2022, une requête d'arbitrage. En date de novembre 2023, P APC visait des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée pour motifs sérieux, des dommages-intérêts en lien avec la résiliation et des paiements supposément à effectuer d'au moins 428 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de P APC et a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de P APC ainsi que de sa société-mère et garant, Bonatti S.p.A., citant les délais et l'incapacité de P APC à effectuer et à gérer les travaux conformément aux modalités de son contrat. Coastal GasLink LP estime que ses dommages-intérêts se chiffrent à 1,2 milliard de dollars. La procédure d'arbitrage devrait avoir lieu en novembre 2024. Au 30 juin 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Indépendamment à ce qui précède, Coastal GasLink LP a prélevé un montant sur une lettre de crédit de soutien irrévocable de 117 millions de dollars fournie par P APC en se basant sur l'estimation de bonne foi que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP sont supérieurs à la valeur nominale de la lettre de crédit. P APC a demandé une ordonnance interdisant à Coastal GasLink LP de prélever des montants sur ladite lettre en attendant les résultats de l'arbitrage entre Coastal GasLink LP, P APC et Bonatti S.p.A., mais n'a pas obtenu gain de cause. Coastal GasLink LP peut maintenant utiliser les fonds recouverts au moyen de la lettre de crédit. P APC et Bonatti S.p.A. ont modifié leurs réclamations initiales en vue d'obtenir des dommages-intérêts additionnels en lien avec les prélèvements sur la lettre de crédit. Le montant de la réclamation n'a pas été déterminé au-delà du montant de 117 millions de dollars. Les parties ont convenu que la question des dommages-intérêts découlant du prélèvement fait par Coastal GasLink LP sur la lettre de crédit sera évaluée, au besoin, à une date ultérieure à l'audience de novembre 2024 afin de préserver les dates d'audition fixées en novembre 2024.

#### ***Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture***

Coastal GasLink LP est en litige avec la coentreprise Macro Spiecapag Coastal Gaslink Joint Venture (« MSJV »), l'un de ses principaux entrepreneurs. En mai 2021, Coastal GasLink LP a mis fin à une partie des travaux visés par le contrat conclu avec MSJV. MSJV a poursuivi les travaux restants en tant que principal entrepreneur, mais elle n'a pas achevé ces travaux dans les délais. MSJV réclame des dommages-intérêts pour l'annulation des travaux ainsi que certains coûts, ce qui a été rejeté par Coastal GasLink LP. Les réclamations globales de MSJV à l'encontre de Coastal GasLink LP se chiffrent à près de 426 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de MSJV et réclame des dommages-intérêts d'environ 560 millions de dollars en raison des coûts engagés et des délais. Aucun avis de demande d'arbitrage n'a été signifié. Au 30 juin 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

### **Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016**

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements.

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

TC Énergie est en désaccord avec plusieurs conclusions du tribunal et elle estime que les décisions du tribunal s'écartent des dispositions prévues dans les lois de l'État du Delaware. TC Énergie a déposé un avis d'appel des décisions rendues par le tribunal et elle prévoit que l'appel sera entendu d'ici le milieu de 2025. Selon l'appréciation juridique faite par la société, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 juin 2024. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars américains, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois.

### **Requête en arbitrage relative à des procédures en vertu de l'ALENA**

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Les États-Unis se sont opposés du fait que les dispositions transitoires en vertu de l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») qui protègent les investissements faits au moment où l'ALENA était en vigueur ne s'appliquent qu'aux poursuites intentées avant le 1<sup>er</sup> juillet 2020, lorsque l'ACEUM a remplacé l'ALENA. Le tribunal d'arbitrage se prononçant sur la requête a remis une décision partagée le 12 juillet 2024, dans laquelle la majorité des membres ont soutenu la position des États-Unis et conclu qu'ils ne disposaient pas de la compétence leur permettant d'entendre la requête de TC Énergie. La société évalue actuellement la décision afin de déterminer s'il existe des motifs de contestation suffisants.

### **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 juin 2024		31 décembre 2023	
		Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable
Sur de Texas	Prorogable jusqu'en 2053	89	—	97	—
Bruce Power	Prorogable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2043	81	3	80	3
		<b>258</b>	<b>3</b>	265	3

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

## 17. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

### EDDV consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2024	31 décembre 2023
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	336	190
Débiteurs	755	476
Stocks	195	90
Actifs destinés à la vente	683	—
Autres actifs à court terme	189	49
	<b>2 158</b>	805
<b>Immobilisations corporelles<sup>1</sup></b>	<b>47 495</b>	27 649
<b>Placements restreints</b>	<b>879</b>	—
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>838</b>	823
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>38</b>	12
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>455</b>	439
<b>Immobilisations incorporelles et autres actifs</b>	<b>14</b>	—
	<b>51 877</b>	29 728
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs et autres	1 415	1 135
Intérêts courus	174	210
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	383	—
Tranche à court terme de la dette à long terme	595	28
	<b>2 567</b>	1 373
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>1 131</b>	280
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>92</b>	56
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>23</b>	22
<b>Dette à long terme</b>	<b>10 699</b>	11 388
	<b>14 512</b>	13 119

1 Le 1<sup>er</sup> avril 2024, le réseau de NGTL a été classé à titre d'EDDV lorsque sa propriété a été transférée de Nova Gas Transmission Ltd. à NGTL GP Ltd. au nom de NGTL Limited Partnership.

## EDDV non consolidées

La valeur comptable de ces EDDV 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 juin 2024	31 décembre 2023
<b>Risque figurant au bilan</b>		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	6 387	6 241
Coastal GasLink	567	294
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 102	1 117
<b>Risque hors bilan<sup>1</sup></b>		
Bruce Power	1 973	1 538
Coastal GasLink <sup>2</sup>	855	855
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	219	58
<b>Risque maximal de perte</b>	<b>11 103</b>	<b>10 103</b>

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 de la phase I du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts du projet. Au 30 juin 2024, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 375 millions de dollars (3 375 millions de dollars au 31 décembre 2023). L'encours de ce prêt subordonné se chiffrait à 2 570 millions de dollars au 30 juin 2024, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 805 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Coastal GasLink » pour un complément d'information. En plus de la convention de prêt subordonné, TC Énergie a conclu une nouvelle convention d'apports de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 50 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs au projet Cedar Link.

## 18. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

### Vente d'une participation dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills

Le 30 juillet 2024, TC Énergie a annoncé la conclusion d'une convention visant la vente d'une participation minoritaire de 5,34 % (la « convention ») dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills (conjointement, les « actifs de la société ») à une société d'investissement détenue par des intérêts autochtones, à un prix d'achat brut de 1,0 milliard de dollars. La convention est soutenue par l'Alberta Indigenous Opportunities Corporation (l'« AIOC ») et elle a été négociée par un groupe consortial (le « consortium ») représentant certaines communautés autochtones de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan (les « communautés »).

L'AIOC fournira aux communautés une garantie de prêt sur capitaux propres de 1,0 milliard de dollars visant à soutenir la société d'investissement détenue par des intérêts autochtones nouvellement formée. Une fois la garantie obtenue, les communautés concluront des conventions définitives à titre de co-investisseurs dans les actifs de la société par l'intermédiaire de la société d'investissement détenue par des intérêts autochtones.

Le consortium présentera la convention aux communautés pour examen, et chaque communauté déterminera si elle désire participer à l'offre, exerçant aussi son droit à l'autodétermination. Après l'examen, les communautés entreprendront l'autorisation officielle de leur participation. La transaction et l'ampleur de celle-ci ne sont pas conditionnelles à la participation d'une communauté en particulier ou de l'ensemble des communautés.

La clôture de la transaction devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2024, sous réserve de la réception des résolutions du conseil de bande des communautés participantes.