

## TC Énergie présente de vigoureux résultats financiers et d'exploitation pour le troisième trimestre de 2023 et termine les travaux mécaniques visant le projet Coastal GasLink plus tôt que prévu

*Le BAIIA comparable attendu se situe désormais dans la tranche supérieure des perspectives*

CALGARY (Alberta) – Le 8 novembre 2023 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le troisième trimestre. « Au cours du troisième trimestre, nous avons réalisé des progrès monumentaux en ce qui a trait au gazoduc Coastal GasLink et nous avons terminé les travaux mécaniques en avance sur notre cible, qui se situait à la fin de l'exercice. La performance exceptionnelle de l'équipe en matière de sécurité ainsi que dans la construction dans ce projet complexe nous a permis d'atteindre un pourcentage d'achèvement de 100 % de l'installation des canalisations, y compris des tests hydrauliques concluants sur toute la longueur (670 km) du gazoduc. Le projet progresse conformément au coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Nous poursuivons également la réalisation de nos priorités stratégiques pour 2023, y compris l'assainissement de notre bilan grâce à l'encaissement récent du produit de 5,3 milliards de dollars tiré de la vente d'actifs, qui servira au remboursement de la dette et au financement. Parallèlement, nous avons maximisé la valeur de nos actifs en annonçant notre intention de procéder à la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides. Nos efforts en matière de sécurité et la fiabilité de nos actifs permettent de continuer à dégager une forte croissance annuelle, et nous prévoyons toujours réaliser un exercice record en 2023 en ce qui a trait au BAIIA comparable, malgré les turbulences macroéconomiques. »

### Points saillants

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

- Nous avons affiché une croissance d'environ 7 % du BAIIA comparable<sup>1</sup>, qui s'est établi à 2,6 milliards de dollars au troisième trimestre de 2023, comparativement à 2,5 milliards de dollars au troisième trimestre de 2022. Le bénéfice sectoriel pour le troisième trimestre de 2023 a été de 0,6 milliard de dollars, contre 1,8 milliard de dollars pour le troisième trimestre de 2022, ce qui s'explique en grande partie par la charge de dépréciation après impôts de 1 179 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 relativement à la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »).
- Les résultats du troisième trimestre de 2023 ont été soutenus par l'utilisation et la fiabilité solides de nos actifs. Bien que nos activités liées aux gazoducs n'entraînent pas de risques volumétriques ou liés aux prix importants, les niveaux d'utilisation élevés illustrent la demande pour nos services et l'importance à plus long terme de nos actifs.
  - Les réceptions du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 14,0 Gpi<sup>3</sup>/j, en hausse de 0,5 Gpi<sup>3</sup>/j par rapport au troisième trimestre de 2022.
  - Le réseau de NGTL a réalisé des réceptions quotidiennes de 14,6 Gpi<sup>3</sup> le 6 août 2023, soit la moyenne journalière la plus élevée du réseau.
  - Le secteur Gazoducs – États-Unis a effectué des livraisons de GNL moyennes de 3,1 Gpi<sup>3</sup>/j, en hausse de 1,4 % par rapport au troisième trimestre de 2022.
  - Le secteur Gazoducs – États-Unis a établi un nouveau record pour ce qui est des livraisons aux centrales électriques, soit de 5,2 Gpi<sup>3</sup> le 28 juillet 2023.
  - Le réseau Gas Transmission Northwest (« GTN ») a atteint un record absolu de livraisons de 2,96 Gpi<sup>3</sup> le 25 juillet 2023.

<sup>1</sup> Le BAIIA comparable est 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. Le bénéfice sectoriel est la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse.

- La fiabilité opérationnelle du réseau d'oléoducs Keystone a été de 93,7 % depuis le début de l'exercice.
- Deux invitations à soumissionner visant l'oléoduc Marketlink ont été clôturées avec succès, ce qui soutient la demande de brut canadien dans les réseaux d'oléoducs Keystone et Marketlink.
- Les centrales de cogénération en Alberta ont atteint une capacité disponible à prix maximal de 98 %.
- La capacité disponible de Bruce Power a été de 94 % et le programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 a été mené à bien, conformément au budget et en avance sur l'échéancier prévu.
- Résultats financiers du troisième trimestre de 2023 :
  - Pertes nettes attribuables aux actionnaires ordinaires de 0,2 milliard de dollars (0,19 \$ par action ordinaire), comparativement à un bénéfice net 0,8 milliard de dollars (0,84 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2022. Résultat comparable<sup>2</sup> de 1,0 milliard de dollars (1,00 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,1 milliard de dollars (1,07 \$ par action ordinaire) en 2022.
  - BAIIA comparable de 2,6 milliards de dollars, contre 2,5 milliards de dollars en 2022, et bénéfice sectoriel de 0,6 milliard de dollars, contre 1,8 milliard de dollars en 2022.
- Grâce aux solides performance financière et performance d'exploitation depuis le début de l'exercice, nous estimons désormais que le BAIIA comparable de 2023 se situera dans la tranche supérieure des perspectives de la hausse de 5 % à 7 % par rapport à celui de 2022, tandis que le résultat comparable par action ordinaire de 2023 devrait rester sensiblement le même que celui de 2022.
- Depuis le début de l'exercice, nous avons mis en service des projets totalisant environ 5 milliards de dollars en ce qui a trait à nos gazoducs et à nos pipelines de liquides, de même qu'au programme de RCP du réacteur 6 de Bruce Power, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023.
- Nous avons mis en service commercial le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes.
- Nous avons mis en service la quasi-totalité des actifs du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills le 1<sup>er</sup> novembre 2023.
- Le 4 octobre 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans les réseaux Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») à Global Infrastructure Partners (« GIP ») pour un produit en trésorerie totalisant 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US), qui a été affecté à la réduction de la dette.
- Les travaux mécaniques visant le projet Coastal GasLink ont été achevés plus tôt que prévu et le projet progresse conformément au coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars.
- Le projet de gazoduc Southeast Gateway progresse selon le calendrier prévu et conformément au coût estimé de 4,5 milliards de dollars US. Les négociations à l'égard des droits territoriaux et des droits de passage sont terminées et tous les permis importants visant la construction terrestre ont été obtenus. La construction des installations terrestres et aux points d'arrivée à terre continue de progresser. Les activités d'ingénierie extracôtières sont terminées et les travaux de revêtement en béton progressent selon le calendrier en vue de l'installation extracôtière, qui devrait commencer avant la fin de 2023.
- Le projet d'expansion Bison XPress des réseaux Northern Border et Bison a été approuvé. Ce projet consistera à remplacer et à moderniser certaines installations ainsi qu'à fournir des sorties de production à partir du bassin de Bakken vers un point de livraison au carrefour de Cheyenne.
- Le projet GTN XPress a reçu l'approbation de la FERC visant l'expansion du réseau de GTN, ce qui permettra le transport d'une capacité d'exportation visée par des contrats accrue au moyen du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills.
- John E. Lowe sera nommé président du conseil d'administration de TC Énergie, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2024.

---

<sup>2</sup> 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 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.

- Progression de la scission proposée des activités liées aux pipelines de liquides avec l'annonce du président du conseil et du nom de la société, South Bow Corporation.
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2023.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2023	2022	2023	2022
<b>Bénéfice</b>				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	(197)	841	1 366	2 088
par action ordinaire – de base	(0,19) \$	0,84 \$	1,33 \$	2,11 \$
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>				
Gazoducs – Canada	(799)	409	(782)	1 152
Gazoducs – États-Unis	782	714	2 576	1 735
Gazoducs – Mexique	210	113	646	395
Pipelines de liquides	253	268	702	801
Énergie et solutions énergétiques	234	289	741	535
Siège social	(36)	(9)	(74)	12
<b>Total du bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>644</b>	<b>1 784</b>	<b>3 809</b>	<b>4 630</b>
<b>BAIIA comparable</b>				
Gazoducs – Canada	781	713	2 301	2 038
Gazoducs – États-Unis	968	926	3 160	2 948
Gazoducs – Mexique	232	204	597	542
Pipelines de liquides	398	332	1 078	1 002
Énergie et solutions énergétiques	256	295	754	704
Siège social	(3)	(9)	(9)	(16)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 632</b>	<b>2 461</b>	<b>7 881</b>	<b>7 218</b>
Amortissement	(690)	(653)	(2 061)	(1 914)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(865)	(666)	(2 413)	(1 866)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	164	116	443	254
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(25)	6	78	32
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	63	35	157	93
(Charge) recouvrement d'impôts inclus(e) dans le résultat comparable	(220)	(202)	(749)	(554)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(1)	(8)	(18)	(28)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(21)	(69)	(85)
<b>Résultat comparable</b>	<b>1 035</b>	<b>1 068</b>	<b>3 249</b>	<b>3 150</b>
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>1,00 \$</b>	<b>1,07 \$</b>	<b>3,16 \$</b>	<b>3,19 \$</b>
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 824	1 701	5 408	4 350
Fonds provenant de l'exploitation comparables <sup>i</sup>	1 755	1 637	5 575	5 068
Dépenses d'investissement <sup>ii</sup>	3 289	2 594	9 313	5 822
<b>Dividendes déclarés</b>				
par action ordinaire	0,93 \$	0,90 \$	2,79 \$	2,70 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base</b> (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 035	1 000	1 028	988
– émises et en circulation à la fin de la période	1 037	1 012	1 037	1 012

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 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

## Message du chef de la direction

Au cours du troisième trimestre de 2023, nous avons accompli des progrès considérables en ce qui a trait à nos priorités stratégiques pour 2023, ce qui comprend la réalisation sécuritaire de projets d'envergure, notamment Coastal GasLink et Southeast Gateway, la mise en service d'autres projets d'investissement visant la capacité, l'accélération de la réduction de la dette grâce à notre programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars et la poursuite des mesures visant à maximiser la valeur et la performance de nos actifs au moyen d'une exploitation sécuritaire et de services fiables.

### Réalisation de projets : achèvement des travaux mécaniques visant le projet Coastal GasLink et poursuite de la progression à Southeast Gateway

Nous avons le plaisir d'annoncer que les travaux mécaniques visant le projet **Coastal GasLink** ont été achevés en avance sur notre cible, qui se situait à la fin de l'exercice. En octobre, l'installation des canalisations a atteint un pourcentage d'achèvement de 100 % après la soudure finale à la base de Cable Crane Hill. Ce jalon important comprend l'installation de l'ensemble des 800 traverses de cours d'eau ainsi que des tests hydrauliques concluants sur toute la longueur (670 km) du gazoduc. L'achèvement des travaux mécaniques nous permet d'entreprendre l'introduction de gaz naturel en toute sécurité. Maintenant que la portion la plus difficile des travaux est terminée, nous avons considérablement réduit les risques résiduels inhérents au projet, qui progresse conformément à son coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars. Les activités de mise en service du gazoduc se dérouleront pendant le reste de l'exercice 2023 afin que le gazoduc puisse livrer du gaz naturel à l'usine de LNG Canada d'ici la fin de l'exercice et nous poursuivrons les travaux de remise en état en 2024. Au Mexique, notre équipe a réalisé des progrès considérables à l'égard du projet de **gazoduc Southeast Gateway**. Les négociations à l'égard des droits territoriaux et des droits de passage sont terminées et tous les permis importants visant la construction terrestre ont été obtenus. La construction terrestre aux trois points d'arrivée à terre continue de progresser selon le calendrier prévu, et toutes les acquisitions de terrains ont été finalisées. Les activités d'ingénierie extracôtières sont terminées et les travaux de revêtement en béton progressent selon le calendrier en vue de l'installation extracôtière, qui devrait commencer avant la fin de 2023. Le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes a également été mis en service commercial, ce qui contribuera à la production d'électricité dans l'État de Guanajuato. Avec l'aide de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») et des administrations étatiques, nous visons une mise en service du tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes au cours du deuxième semestre de 2024.

### Accélération du désendettement grâce à notre programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars

Le 4 octobre, nous avons annoncé que la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans les réseaux Columbia Gas et Columbia Gulf à GIP avait été menée à bien, ce qui a généré un produit en trésorerie totalisant 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). Le produit en trésorerie tiré de cette transaction a été affecté à la réduction de notre ratio dette-BAIIA<sup>3</sup> à la clôture de 2023 dans une mesure d'au moins 0,4 fois. La conclusion de cette transaction est une étape importante dans l'atteinte de la dette cible de TC Énergie pour la clôture de 2024, qui consiste à ramener le ratio dette-BAIIA à 4,75 fois. Comme nous l'avons annoncé en juillet, nous continuons d'évaluer d'autres occasions de rotation du capital de 3 milliards de dollars afin d'atteindre nos cibles de désendettement. Globalement, ces mesures devraient permettre à TC Énergie de continuer à renforcer son bilan et soutenir une croissance soutenable à long terme des dividendes dans une mesure de 3 % à 5 %.

### La demande pour nos services au cours des neuf premiers mois de l'exercice a entraîné une croissance de 9 % du BAIIA comparable par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

La forte performance opérationnelle au cours du troisième trimestre témoigne de notre capacité à fournir des services essentiels dans toute l'Amérique du Nord de façon sécuritaire et fiable. Pour ce qui est de nos activités intégrées liées aux gazoducs, les réceptions totales du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 14,0 Gpi<sup>3</sup>/j et le réseau de NGTL a réalisé des réceptions quotidiennes records de 14,6 Gpi<sup>3</sup> le 6 août. Le secteur Gazoducs – États-Unis a effectué des livraisons de GNL moyennes de 3,1 Gpi<sup>3</sup>/j au cours du trimestre, en hausse de 1,4 % par rapport au troisième trimestre de

<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.

2022, et ce secteur a établi un nouveau record pour ce qui est des livraisons aux centrales électriques, soit de 5,2 Gpi<sup>3</sup> le 28 juillet. Le réseau GTN a aussi atteint un record absolu de livraisons de 2,96 Gpi<sup>3</sup> le 25 juillet. En octobre, la FERC a approuvé notre projet GTN Xpress, qui représente une expansion du réseau de GTN qui permettra le transport d'une capacité d'exportation visée par des contrats accrue au moyen du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills et dont l'entrée en service est prévue pour 2024. Les activités du secteur Pipelines de liquides ont affiché une croissance d'environ 8 % du BAIIA comparable depuis le début de l'exercice en comparaison de 2022. Le réseau d'oléoducs Keystone a affiché une fiabilité opérationnelle de 93,7 % depuis le début de l'exercice, garantissant ainsi la livraison continue de tous les volumes contractuels. Le débit de Marketlink a augmenté de plus de 250 000 b/j d'un exercice à l'autre, grâce à la forte demande et à la connectivité supplémentaire du dernier kilomètre. Au cours de l'exercice, deux invitations à soumissionner visant l'oléoduc Marketlink ont été clôturées avec succès, ce qui soutient la demande de brut canadien dans les réseaux d'oléoducs Keystone et Marketlink. Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les centrales de cogénération en Alberta ont atteint près de 98 % de leur capacité disponible à prix maximal, tandis que la capacité disponible de Bruce Power au cours du trimestre a été de 94 %. Bruce Power a annoncé que le programme de RCP du réacteur 6 avait été mené à bien, conformément au budget et en avance sur l'échéancier prévu, ce qui témoigne de notre engagement commun en matière de réalisation de projets. Le réacteur 6 a été entièrement remis en service, ce qui représente un jalon important pour le projet d'énergie propre en Ontario et l'un des plus importants projets d'infrastructure au Canada.

#### **Perspectives pour 2023 et déclaration de dividendes**

Grâce aux solides performance financière et performance d'exploitation depuis le début de l'exercice, nous estimons désormais que le BAIIA comparable de 2023 se situera dans la tranche supérieure des perspectives de la hausse de 5 % à 7 % par rapport à celui de 2022, tandis que le résultat comparable par action de 2023 devrait rester sensiblement le même que celui de 2022. Le total de nos dépenses en immobilisations pour 2023 devrait donc être de l'ordre de 12,0 milliards de dollars à 12,5 milliards de dollars. Le coût en capital estimatif de nos principaux projets n'a pas varié, et la hausse par rapport à la fourchette présentée dans notre rapport annuel de 2022 découle principalement des changements dans le calendrier de certains projets de croissance et des dépenses d'investissement de maintien de nos activités liées aux gazoducs, ainsi que de l'incidence sur le change de l'appréciation du dollar US. Nous continuons d'élaborer des stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si l'évolution de nos projets de construction et des conditions du marché nécessite des changements à notre programme d'investissement global. À ce jour, nous avons mis en service des actifs d'une valeur d'environ 5 milliards de dollars tout en respectant le budget, ce qui viendra soutenir encore davantage la croissance du BAIIA comparable. Nous restons déterminés à maintenir entre 6 à 7 milliards de dollars les dépenses d'investissement nettes annuelles approuvées au-delà de 2024, ce qui devrait nous permettre de continuer à développer notre entreprise à un rythme à la hauteur de nos perspectives en matière de croissance des dividendes de 3 % à 5 %, tout en ayant la possibilité d'abaisser davantage le taux d'endettement et/ou de rembourser aux actionnaires du capital supplémentaire. Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré un dividende trimestriel de 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2023, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,72 \$.

#### **Concrétisation de l'engagement envers une gouvernance améliorée**

Le 8 novembre, TC Énergie a annoncé au nom de son conseil d'administration que John E. Lowe avait été nommé président du conseil, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2024. Conformément à son engagement de suivre les lignes directrices de gouvernance révisées de TC Énergie à l'égard des engagements du conseil décrits dans la circulaire de sollicitation de procurations de 2023, Siim A. Vanaselja a annoncé qu'il quitterait son poste de président du conseil avec prise d'effet le 31 décembre 2023. M. Vanaselja siège au conseil d'administration depuis 2014 et en a été élu président en 2017. Il continuera de jouer un rôle crucial en tant que membre du conseil afin de s'assurer que la transition soit harmonieuse et de permettre à TC Énergie de continuer à bénéficier de son expertise. M. Lowe siège au conseil d'administration de TC Énergie depuis 2015 et il préside actuellement le comité de la gouvernance. Il est également membre du comité santé, sécurité, durabilité et environnement, et il a par le passé présidé le comité d'audit. À sa vaste expérience en gouvernance s'ajoutent 25 ans d'expérience au sein de poste de direction et de gestion dans le secteur intermédiaire de l'énergie.

## **Progression de la scission proposée des activités liées aux pipelines de liquides**

Nous avons déjà franchi des jalons importants au cours des quelques mois ayant suivi l'annonce, le 27 juillet, de notre intention de procéder à la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides afin de créer deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité. Premièrement, nous avons annoncé que Hal Kvisle avait accepté sa nomination à titre de président du conseil d'administration de South Bow Corporation. Hal possède une vaste expérience au sein du secteur et une connaissance étroite du réseau très concurrentiel de pipelines de liquides de TC Énergie en Amérique du Nord. Deuxièmement, toutes les activités cruciales en vue de la scission se déroulent comme prévu afin de nous permettre de mener à terme la transaction au cours du deuxième semestre de 2024, y compris le dépôt des applications fiscales et réglementaires nécessaires. Troisièmement, nous avons le plaisir d'annoncer que le nom de la nouvelle société de pipelines de liquides sera South Bow Corporation. Ce nom symbolise les racines historiques de la société en Alberta, au Canada, tout en renvoyant au corridor stratégique du réseau de pipelines, lequel permet à la société de fournir des services de qualité aux plus importants marchés à forte demande aux États-Unis. Ce symbole — ancré dans l'histoire mais orienté vers le futur — illustre la vision de la nouvelle société, qui s'appuie sur la sécurité et l'excellence opérationnelle et est menée par une équipe dédiée à la prestation de services très concurrentiels à nos clients et, ultimement, à toute l'Amérique du Nord.

Cette série d'annonces faites par TC Énergie au cours des derniers mois représente des efforts complémentaires. Prises ensemble, la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides, l'intégration de nos activités liées aux gaz naturel et la poursuite de nos efforts de désendettement au moyen de la vente d'actifs sont toutes des mesures qui participent à notre stratégie à long terme et soutiennent notre engagement visant à maximiser la valeur de nos actifs. Nous ajustons notre portefeuille et notre stratégie de manière à protéger et accroître la valeur de nos corridors stratégiques afin de dégager de la valeur durable et à long terme pour les actionnaires.

## **Téléconférence et webémission**

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le mercredi 8 novembre 2023 à 6 h 30 (HNR) ou à 8 h 30 (HNE) pour discuter de nos résultats financiers du troisième trimestre de 2023 et des faits nouveaux au sein de la société. Les conférenciers comprendront François Poirier, président et chef de la direction, Joel Hunter, 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 **1-800-319-4610** 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.TCEnergy.com/events](http://www.TCEnergy.com/events) ou à partir de l'URL suivante : <https://www.gowebcasting.com/12930>. 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 (HNE), le 15 novembre 2023; il suffira de composer le 1-855-669-9658, ainsi que le code d'accès 0502.

**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 prenons des mesures pour rendre cette énergie plus durable et plus sûre. Nous innovons et modernisons pour réduire les émissions de notre entreprise, et nous offrons des solutions adaptées – du gaz naturel et des énergies renouvelables au captage du carbone et à l'hydrogène – pour aider d'autres entreprises et industries à décarboner elles aussi. Nous investissons également dans les collectivités et nous collaborons avec nos voisins, nos clients et les administrations afin de bâtir le réseau énergétique de l'avenir.

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, Southeast Gateway et GTN Xpress, y compris l'achèvement des travaux mécaniques, les installations extracôtières et les dates de mise en service, sur nos prévisions en matière de BAIIA comparable et de ratio dette-BAIIA pour 2023 et 2024, sur nos mesures d'endettement cibles, sur nos perspectives en matière de dividendes et de dépenses en immobilisations, ainsi que sur la scission des activités liées aux pipelines de liquides, y compris la structure, les modalités, le calendrier et les conséquences fiscales à cet effet. Nos énoncés prospectifs sont assujétiés à des risques et à des incertitudes importants et ils sont fondés sur des hypothèses clés. Les énoncés prospectifs 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 2022 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 et les fonds provenant de l'exploitation comparables. 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 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 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 2021 et 2022.

## 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	
	2022	2021
<b>Total de la dette présenté</b>	58 300	52 766
Ajustements de la direction :		
Traitement des actions privilégiées à titre d'emprunts <sup>ii</sup>	1 250	1 744
Traitement des billets subordonnés de rang inférieur à titre de capitaux propres <sup>iii</sup>	(5 248)	(4 470)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(620)	(673)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	433	429
<b>Montant ajusté de la dette</b>	<b>54 115</b>	<b>49 796</b>
BAIIA comparable <sup>iv</sup>	9 901	9 368
Coûts liés aux contrats de location-exploitation	106	105
Excédent des distributions reçues sur (le bénéfice) la perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(29)	77
<b>BAIIA comparable ajusté</b>	<b>9 978</b>	<b>9 550</b>
<b>Montant ajusté de la dette/BAIIA comparable ajusté<sup>i</sup></b>	<b>5,4</b>	<b>5,2</b>

i Le BAIIA comparable est une mesure conforme aux PCGR. La méthode de calcul est 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 2022.

iii Traitement à titre de capitaux propres de 50 % des 10,5 milliards de dollars de billets subordonnés de rang inférieur au 31 décembre 2022. Les billets libellés en dollars US ont été convertis au taux de 1,35 dollar CA/dollar US au 31 décembre 2022.

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

## Troisième trimestre de 2023

### Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Bénéfice</b>				
Produits	<b>3 940</b>	3 799	<b>11 698</b>	10 936
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>(197)</b>	841	<b>1 366</b>	2 088
par action ordinaire – de base	<b>(0,19) \$</b>	0,84 \$	<b>1,33 \$</b>	2,11 \$
BAIIA comparable <sup>1</sup>	<b>2 632</b>	2 461	<b>7 881</b>	7 218
Résultat comparable	<b>1 035</b>	1 068	<b>3 249</b>	3 150
par action ordinaire	<b>1,00 \$</b>	1,07 \$	<b>3,16 \$</b>	3,19 \$
<b>Flux de trésorerie</b>				
Reentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<b>1 824</b>	1 701	<b>5 408</b>	4 350
Fonds provenant de l'exploitation comparables	<b>1 755</b>	1 637	<b>5 575</b>	5 068
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	<b>3 289</b>	2 594	<b>9 313</b>	5 822
<b>Dividendes déclarés</b>				
par action ordinaire	<b>0,93 \$</b>	0,90 \$	<b>2,79 \$</b>	2,70 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base</b> (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	<b>1 035</b>	1 000	<b>1 028</b>	988
– émises et en circulation à la fin de la période	<b>1 037</b>	1 012	<b>1 037</b>	1 012

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 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

## Rapport de gestion

Le 7 novembre 2023

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, 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 2022, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2022. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2022. 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 après la clôture de la transaction de scission, 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 monétisation de certains pipelines, la transaction de 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 transaction de scission et de la transition énergétique;
- les décisions de réglementation 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 transaction de scission et de la transition énergétique;
- les modalités, le calendrier et la réalisation de la transaction de scission, y compris la réception en temps opportun de toutes les approbations réglementaires et décisions fiscales nécessaires;
- 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 pipelinères;
- 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 de réglementation 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 facteurs ESG;
- 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 2022.

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.

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 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 de ne pas ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- les remboursements d'impôts sur le bénéfice, les provisions pour moins-value et les ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- les règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, les règlements dans le cadre de faillites et d'autres règlements;
- 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 et d'intégration;

- les coûts de restructuration;
- les ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques 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 et les pertes latent(e)s 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 deuxième trimestre de 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de ses activités liées aux pipelines de liquides. Une équipe chargée de la gestion de la scission a été mise sur pied afin d'assurer la coordination, la gouvernance et l'élaboration d'une convention de scission et d'une convention de services de transition entre les deux entités une fois que la scission proposée sera réalisée. Les coûts inhérents à la scission proposée comprennent les coûts de transaction afférents aux employés, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que les autres honoraires de consultation, qui ont été exclus des mesures comparables puisque nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes courantes.

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons comptabilisé un montant supplémentaire 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 adéquates et nous estimons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes de nos assurances existantes. Nous prévoyons qu'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 2023, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie avec Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »). 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, à compter du deuxième trimestre de 2023, nous avons exclu 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.

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 relevé une vaste gamme de possibilités qui devraient améliorer la sécurité et la performance financière à long terme. Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer d'élaborer et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2023, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir. À compter du deuxième trimestre de 2023, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles se rapportaient essentiellement à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi relatifs au projet Focus, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Ces montants ont été exclus des mesures comparables puisqu'ils ne reflètent pas nos activités sous-jacentes courantes.

Avant le remboursement intégral du prêt libellé en pesos à recevoir d'une société affiliée au premier trimestre de 2022, nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes de change latent(e)s sur ce prêt ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car les montants ne reflétaient pas de façon juste les gains et les pertes qui seraient réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net.

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
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
BAlI comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
résultat comparable	bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net (perte nette) par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

### BAlIA comparable et BAlI comparable

Le BAlIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAlIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAlI comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à l'analyse de chaque secteur 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 de postes particuliers. 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, les participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, 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 2022. 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 ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.



## Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Gazoducs – Canada	(799)	409	(782)	1 152
Gazoducs – États-Unis	782	714	2 576	1 735
Gazoducs – Mexique	210	113	646	395
Pipelines de liquides	253	268	702	801
Énergie et solutions énergétiques	234	289	741	535
Siège social	(36)	(9)	(74)	12
<b>Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)</b>	<b>644</b>	<b>1 784</b>	<b>3 809</b>	<b>4 630</b>
Intérêts débiteurs	(865)	(666)	(2 418)	(1 866)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	164	116	443	254
Gains (pertes) de change, montant net	(45)	(277)	231	(317)
Intérêts créditeurs et autres	63	35	121	93
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>(39)</b>	<b>992</b>	<b>2 186</b>	<b>2 794</b>
(Charge) recouvrement d'impôts	(134)	(122)	(733)	(593)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(173)</b>	<b>870</b>	<b>1 453</b>	<b>2 201</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(1)	(8)	(18)	(28)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>(174)</b>	<b>862</b>	<b>1 435</b>	<b>2 173</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(21)	(69)	(85)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(197)</b>	<b>841</b>	<b>1 366</b>	<b>2 088</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base</b>	<b>(0,19) \$</b>	<b>0,84 \$</b>	<b>1,33 \$</b>	<b>2,11 \$</b>

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 1 038 millions de dollars (1,03 \$ par action ordinaire) et de 722 millions de dollars (0,78 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2022. 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 2023

- une charge de dépréciation après impôts de 1 179 millions de dollars et de 2 017 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »). Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés condensés pour obtenir un complément d'information;
- 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 comprend des frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts comptabilisés au premier trimestre de 2023;
- une charge après impôts de 14 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour obtenir des précisions;
- 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. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions;

- une charge après impôts de 11 millions de dollars se rapportant aux coûts engagés au troisième trimestre de 2023 en lien avec la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour obtenir un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 2 millions de dollars et de 10 millions de dollars après impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un gain de change latent après impôts de 20 millions de dollars et de 11 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023. Se reporter à la rubrique « Siège social » pour obtenir un complément d'information;
- un recouvrement après impôts de 80 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 se rapportant à une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

### **Résultats de 2022**

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars après impôts de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes au premier trimestre de 2022;
- une charge d'impôts de 195 millions de dollars engagée au cours du premier semestre de 2022 découlant d'un règlement relatif à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 50 millions de dollars, après les impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location comptabilisée au troisième trimestre de 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Le bénéfice net de chaque période comprenait des gains et des pertes latent(e)s 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 et des pertes latent(e)s 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(197)</b>	841	<b>1 366</b>	2 088
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	<b>1 179</b>	—	<b>2 017</b>	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	<b>48</b>	—
Coûts liés au projet Focus	<b>14</b>	—	<b>39</b>	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	<b>36</b>	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	<b>11</b>	—	<b>11</b>	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	<b>2</b>	3	<b>10</b>	11
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	<b>(20)</b>	—	<b>(11)</b>	—
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	—	50	<b>(80)</b>	50
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	—	531
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	—	195
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	<b>6</b>	(2)	—	22
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>40</b>	176	<b>(187)</b>	253
<b>Résultat comparable</b>	<b>1 035</b>	1 068	<b>3 249</b>	3 150
<b>Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire</b>	<b>(0,19) \$</b>	0,84 \$	<b>1,33 \$</b>	2,11 \$
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	<b>1,14</b>	—	<b>1,96</b>	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	<b>0,05</b>	—
Coûts liés au projet Focus	<b>0,01</b>	—	<b>0,04</b>	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	<b>0,03</b>	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	<b>0,01</b>	—	<b>0,01</b>	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	<b>0,01</b>	0,01
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	<b>(0,02)</b>	—	<b>(0,01)</b>	—
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	—	0,05	<b>(0,08)</b>	0,05
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	—	0,54
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	—	0,20
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	<b>0,01</b>	—	—	0,02
Activités de gestion des risques	<b>0,04</b>	0,18	<b>(0,18)</b>	0,26
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>1,00 \$</b>	1,07 \$	<b>3,16 \$</b>	3,19 \$

1 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Gazoducs aux États-Unis	36	15	109	13
Pipelines de liquides	(59)	23	(54)	58
Installations énergétiques au Canada	(4)	2	(25)	(26)
Installations énergétiques aux États-Unis	4	(1)	5	(5)
Stockage de gaz naturel	12	9	73	(56)
Change	(40)	(283)	142	(321)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	11	59	(63)	84
<b>Total des gains (pertes) latent(e)s découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(40)</b>	<b>(176)</b>	<b>187</b>	<b>(253)</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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>BAIIA comparable</b>				
Gazoducs – Canada	781	713	2 301	2 038
Gazoducs – États-Unis	968	926	3 160	2 948
Gazoducs – Mexique	232	204	597	542
Pipelines de liquides	398	332	1 078	1 002
Énergie et solutions énergétiques	256	295	754	704
Siège social	(3)	(9)	(9)	(16)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 632</b>	<b>2 461</b>	<b>7 881</b>	<b>7 218</b>
Amortissement	(690)	(653)	(2 061)	(1 914)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(865)	(666)	(2 413)	(1 866)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	164	116	443	254
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(25)	6	78	32
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	63	35	157	93
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(220)	(202)	(749)	(554)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(1)	(8)	(18)	(28)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(21)	(69)	(85)
<b>Résultat comparable</b>	<b>1 035</b>	<b>1 068</b>	<b>3 249</b>	<b>3 150</b>
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>1,00 \$</b>	<b>1,07 \$</b>	<b>3,16 \$</b>	<b>3,19 \$</b>

## **BAIIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022**

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2023 a été supérieur de 171 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada ainsi qu'à la hausse du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion nos activités libellées en dollars US et à l'augmentation des volumes contractuels afférents au transport à longue distance, ainsi qu'à la hausse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, facteurs contrebalancés en partie par la hausse des coûts d'exploitation;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout du résultat dégagé par les actifs de TGNH mis en service commercial au troisième trimestre de 2022 et par le tronçon latéral du gazoduc de Villa de Reyes mis en service en août 2023;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis en raison du résultat net plus important tiré des nouveaux contrats d'ANR et du résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, facteurs compensés en partie par le résultat moindre dégagé par notre entreprise d'exploitation des minéraux découlant de la baisse des prix des produits de base;
- le BAIIA plus faible du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable aux résultats moindres des installations énergétiques au Canada découlant du repli des prix de l'électricité réalisés et de l'apport moins élevé des activités de commercialisation, contrés en partie par la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel, à l'apport moins élevé de Bruce Power du fait surtout du recul de la production, contré en partie par la charge d'amortissement moindre, le prix contractuel plus élevé et le moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, et aux résultats supérieurs affichés par les activités de stockage de gaz naturel et autres attribuables à l'apport accru de TC Turbines et l'accroissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta;
- l'incidence favorable de l'appréciation du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a augmenté de 75 millions de dollars US par rapport à celui de 2022; il a été converti au taux de 1,34 en 2023, contre 1,31 en 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

Le BAIIA comparable a augmenté de 663 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 par rapport à la même période en 2022 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada ainsi qu'à la hausse du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, facteurs en partie contrebalancés par la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides attribuable surtout à l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion nos activités libellées en dollars US, à l'augmentation des volumes contractuels afférents au transport à longue distance et à la hausse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau, facteurs contrebalancés en partie par les coûts d'exploitation plus élevés et par la baisse des volumes non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone en raison de l'incident survenu à la borne kilométrique 14;

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable à l'apport plus important de Bruce Power découlant du prix contractuel plus élevé, des coûts d'interruption moins élevés en raison du moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la charge d'amortissement moindre, et au résultat supérieur des installations énergétiques au Canada grâce à l'incidence nette de la hausse des prix de l'électricité réalisés, à la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel et à l'apport moindre des activités de commercialisation, facteurs contrebalancés en partie par la baisse du résultat inscrit par les activités de stockage de gaz naturel et autres découlant du resserrement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis en raison d'une augmentation nette du résultat tiré d'ANR à la suite du règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport qui a pris effet en août 2022, du résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et du résultat réalisé supérieur de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation par suite de l'utilisation accrue du réseau et par la diminution du résultat de notre entreprise d'exploitation des minéraux découlant de la baisse des prix des produits de base;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique attribuable surtout aux résultats dégagés par les actifs de TGNH dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022 et par le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes mis en service en août 2023, ce qui a été contré en partie par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas découlant surtout de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation des intérêts débiteurs;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle) de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable en dollars US a augmenté de 87 millions de dollars US par rapport à celui de 2022 et il a été converti au taux de 1,35 en 2023, contre 1,28 en 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après 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 2023 et de 2022**

Le résultat comparable a diminué de 33 millions de dollars (0,07 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 comparativement à celui de la même période en 2022. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- 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 en 2023 par rapport à 2022, ce qui a été contré en partie par la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP;
- l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau;
- les pertes réalisées au troisième trimestre de 2023 par rapport aux gains réalisés pour la période correspondante de 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et les pertes réalisées nettes accrues sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et à l'incidence de l'exposition au change au Mexique;

- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, qui surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022, y compris les dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction attribuable aux projets d'expansion du réseau de NGTL 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a augmenté de 99 millions de dollars et diminué de 0,03 \$ par action ordinaire, par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US en 2023 par rapport à 2022 et à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué, ce qui a été contrebalancé en partie par la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, à l'incidence de l'exposition au change au Mexique et à la hausse du résultat comparable imposable;
- l'augmentation de la charge d'amortissement attribuable à l'amortissement supplémentaire au titre du réseau de NGTL et au titre des gazoducs aux États-Unis, par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets, facteurs en partie contrebalancés par la cessation de l'inscription d'une charge d'amortissement liée aux actifs de TGNH au Mexique, qui sont comptabilisées à titre de contrats de location;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022, y compris les dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction attribuable aux projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service;
- la hausse des gains réalisés en 2023 par rapport à 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, contrée en partie par les pertes nettes réalisées en 2023 comparativement à des gains nets réalisés en 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change quant au bénéfice libellé en dollars US ainsi que par l'augmentation des pertes de change à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres, attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises.

## Perspectives

### **BAIIA comparable et résultat comparable**

Nos perspectives globales en matière de BAIIA comparable pour 2023 demeurent identiques à celles présentées dans notre rapport annuel 2022. Toutefois, nos perspectives en matière de résultat comparable par action ordinaire pour 2023 ont été révisées à la baisse au deuxième trimestre de 2023, en raison surtout de la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») le 4 octobre 2023. Cette vente entraînera une hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle attendu, contrebalancée en partie par la baisse des intérêts débiteurs par suite de la réception du produit en trésorerie tiré de la vente. Ainsi, nous prévoyons que notre résultat comparable par action ordinaire pour 2023 sera globalement le même qu'en 2022. Se reporter aux rubriques « Faits récents – Gazoducs – États-Unis et Siège social » pour obtenir des précisions sur les sorties d'actifs.

### **Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation**

Le total de nos dépenses en immobilisations pour 2023 devrait donc être de l'ordre de 12,0 milliards de dollars à 12,5 milliards de dollars. La hausse par rapport à la fourchette présentée dans notre rapport annuel de 2022 découle principalement des changements dans le calendrier de certains projets de croissance et des dépenses d'investissement de maintien de nos activités liées aux gazoducs, ainsi que de l'incidence sur le change de l'appréciation du dollar US. Nous continuons d'élaborer des stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si l'évolution de nos projets de construction et des conditions du marché nécessite des changements à notre programme d'investissement global.



## Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance 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 32 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, nous avons mis en service des projets totalisant environ 3,8 milliards de dollars, dont des projets d'investissement visant la capacité des gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique ainsi que des pipelines de liquides, de même que le programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,6 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 2022. 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 en propriété exclusive et 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 septembre 2023
<b>Gazoducs – Canada</b>			
Réseau de NGTL <sup>1</sup>	2023	3,0	2,7
	2024	0,6	0,3
	2025+	0,7	—
Coastal GasLink <sup>2</sup>	2023	5,5	4,1
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,3	0,6
<b>Gazoducs – États-Unis</b>			
Modernisation et autres	2023-2025	1,5 US	0,8 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,1 US
Autres investissements	2023-2028	1,6 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,4 US	0,6 US
<b>Gazoducs – Mexique</b>			
Villa de Reyes – tronçon sud <sup>3</sup>	2024	0,3 US	0,3 US
Tula <sup>4</sup>	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	2,0 US
<b>Pipelines de liquides</b>			
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2023-2025	0,1	—
<b>Énergie et solutions énergétiques</b>			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>5</sup>	2023-2027	3,0	1,2
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	0,1
<b>Autres</b>			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables <sup>6</sup>	2023-2025	0,5	0,2
		<b>28,0</b>	<b>13,7</b>
Incidence du change sur les projets garantis <sup>7</sup>		<b>4,2</b>	<b>1,6</b>
<b>Total des projets garantis</b> (en dollars CA)		<b>32,2</b>	<b>15,3</b>

- Les coûts des projets estimatifs de 2023 comprennent une somme de 0,8 milliard de dollars qui sera consacrée au tronçon du réseau de Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, à la suite des ententes révisées visant le projet conclues entre Coastal GasLink LP et LNG Canada et des ententes modifiées avec nos partenaires de Coastal GasLink LP. Les travaux mécaniques ont été achevés en avance sur le calendrier et la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- La mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes a eu lieu au troisième trimestre de 2023. Nous collaborons avec la CFE pour achever le tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- De concert avec la CFE, nous évaluons l'achèvement du gazoduc Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- Exclut le programme de RCP du réacteur 6 qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023. Reflète la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre du programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power, qui devrait être mis en service en 2026, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs et l'initiative d'accroissement de la production. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et solutions énergétiques » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques.
- Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,35 au 30 septembre 2023.

## 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Réseau de NGTL	546	473	1 621	1 351
Réseau principal au Canada	199	198	578	556
Autres gazoducs au Canada <sup>1</sup>	36	42	102	131
<b>BAIIA comparable</b>	<b>781</b>	<b>713</b>	<b>2 301</b>	<b>2 038</b>
Amortissement	(336)	(304)	(983)	(886)
<b>BAII comparable</b>	<b>445</b>	<b>409</b>	<b>1 318</b>	<b>1 152</b>
Poste particulier :				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	(1 244)	—	(2 100)	—
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>(799)</b>	<b>409</b>	<b>(782)</b>	<b>1 152</b>

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, nos investissements dans TQM et Coastal GasLink, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs – Canada.

La perte sectorielle du secteur Gazoducs – Canada pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 a été de 799 millions de dollars, comparativement à un bénéfice sectoriel de 409 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. La perte sectorielle du secteur Gazoducs – Canada pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a été de 782 millions de dollars, comparativement à un bénéfice sectoriel de 1 152 millions de dollars pour la période correspondante de 2022. Ces montants comprenaient une charge de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars et de 2 100 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement (néant et néant, respectivement, en 2022) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 5, « 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 transférés.

### BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Bénéfice net</b>				
Réseau de NGTL	191	177	572	523
Réseau principal au Canada	58	58	169	162
<b>Base d'investissement moyenne</b>				
Réseau de NGTL			18 843	17 281
Réseau principal au Canada			3 685	3 712

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 14 millions de dollars et de 49 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2022. Cette progression s'explique essentiellement 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 comprend 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 déterminé et prévoit 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 clos le 30 septembre 2023 a été comparable à celui de la période correspondante de 2022, alors qu'il a augmenté de 7 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 comparativement à la même période en 2022, du fait surtout des revenus au titre des incitatifs plus élevés. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un taux de rendement des capitaux propres de base approuvé de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficiences de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

### **BAIIA COMPARABLE**

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 68 millions de dollars et de 263 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des charges financières, de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférés ainsi que du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse de l'amortissement transféré et des charges financières et l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau principal au Canada;
- la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits.

### **AMORTISSEMENT**

L'amortissement a augmenté de 32 millions de dollars et de 97 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, reflétant l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau. L'amortissement au titre du réseau principal au Canada a augmenté du fait de la mise en service d'actifs sur un tronçon assortis de taux d'amortissement plus élevés aux termes du règlement de 2021-2026.

## Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Columbia Gas	359	352	1 113	1 118
ANR	147	128	473	440
Columbia Gulf	49	50	157	155
Great Lakes	38	37	123	129
GTN	54	42	154	136
Autres gazoducs aux États-Unis <sup>1</sup>	66	91	298	293
Participations sans contrôle <sup>2</sup>	9	9	30	29
<b>BAIIA comparable</b>	<b>722</b>	<b>709</b>	<b>2 348</b>	<b>2 300</b>
Amortissement	(167)	(174)	(516)	(510)
<b>BAII comparable</b>	<b>555</b>	<b>535</b>	<b>1 832</b>	<b>1 790</b>
Incidence du change	191	164	635	503
<b>BAII comparable (en dollars CA)</b>	<b>746</b>	<b>699</b>	<b>2 467</b>	<b>2 293</b>
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	—	(571)
Activités de gestion des risques	36	15	109	13
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)</b>	<b>782</b>	<b>714</b>	<b>2 576</b>	<b>1 735</b>

1 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), North Baja, Tuscarora et Bison, notre participation de 61,7 % dans Portland, Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage, 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.

2 Représente le BAIIA comparable attribuable à la participation de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 68 millions de dollars et de 841 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant les impôts au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022;
- les gains et les pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 13 millions de dollars US et de 48 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation nette du résultat tiré d'ANR après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport à compter d'août 2022, ce qui a été en partie contré par la diminution du bénéfice en raison de la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage en 2022;
- l'augmentation du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges plus élevées pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023;
- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant de Northern Border et d'Iroquois;
- la diminution du résultat de notre entreprise d'exploitation des minéraux en raison du repli des prix des produits de base;
- la diminution du bénéfice en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi que la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service.

### **AMORTISSEMENT**

L'amortissement a diminué de 7 millions de dollars US et augmenté de 6 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022, en raison des nouveaux projets mis en service et de certains ajustements apportés au cours du troisième trimestre de 2023.

## Gazoducs – Mexique

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

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
TGNH <sup>1</sup>	58	47	171	107
Topolobampo	40	41	119	121
Guadalajara	16	18	49	55
Mazatlán	21	15	54	50
Sur de Texas <sup>2</sup>	38	34	50	88
<b>BAIIA comparable</b>	<b>173</b>	155	<b>443</b>	421
Amortissement	(17)	(15)	(50)	(59)
<b>BAIL comparable</b>	<b>156</b>	140	<b>393</b>	362
Incidence du change	53	44	137	104
<b>BAIL comparable (en dollars CA)</b>	<b>209</b>	184	<b>530</b>	466
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	1	(71)	116	(71)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)</b>	<b>210</b>	113	<b>646</b>	395

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

2 Représente notre quote-part du bénéfice tiré 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 97 millions de dollars et de 251 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022 et il comprend un recouvrement de 1 million de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (perte de 71 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement, en 2022) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions sur les provisions pour pertes sur créances attendues ainsi qu'à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », pour obtenir des précisions sur la provision pour pertes sur créances attendues comptabilisée en 2023.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information, y compris l'effet du taux de change du peso mexicain par rapport au dollar US.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 18 millions de dollars US et de 22 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022 par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc Tula au troisième trimestre de 2022, ainsi que de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes en août 2023;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, principalement imputable à l'augmentation des intérêts débiteurs en raison des taux d'intérêt plus élevés et à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer cette exposition, 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.

## AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 2 millions de dollars US et diminué de 9 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux mêmes périodes de 2022. La diminution observée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 s'explique essentiellement par la comptabilisation de Tamazunchale selon la méthode comptable relative aux contrat de location suivant la conclusion du nouveau contrat de transport entre TGNH et la CFE au troisième trimestre de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés au gazoduc de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.



## 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Réseau d'oléoducs Keystone <sup>1</sup>	379	318	1 028	959
Pipelines en Alberta <sup>2</sup>	18	17	53	53
Autres <sup>1</sup>	1	(3)	(3)	(10)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>398</b>	<b>332</b>	<b>1 078</b>	<b>1 002</b>
Amortissement	(83)	(83)	(252)	(244)
<b>BAII comparable</b>	<b>315</b>	<b>249</b>	<b>826</b>	<b>758</b>
Postes particuliers :				
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	(57)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(3)	(4)	(13)	(15)
Activités de gestion des risques	(59)	23	(54)	58
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>253</b>	<b>268</b>	<b>702</b>	<b>801</b>
<b>BAIIA comparable libellé comme suit :</b>				
Dollars CA	97	98	282	296
Dollars US	226	179	592	550
Incidence du change	75	55	204	156
<b>BAIIA comparable</b>	<b>398</b>	<b>332</b>	<b>1 078</b>	<b>1 002</b>

1 Les résultats des activités de commercialisation des liquides étaient auparavant présentés séparément, mais ils ont trait presque entièrement aux activités de commercialisation du réseau d'oléoducs Keystone. Ces résultats ont été reclassés au poste « Réseau d'oléoducs Keystone » pour la période comparative.

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 15 millions de dollars et de 99 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 57 millions de dollars avant impôts 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. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts de 3 millions de dollars et de 13 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement (4 millions de dollars et 15 millions de dollars en 2022, respectivement) se rapportant au projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'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 en 2023 par rapport à 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel de nos activités aux États-Unis pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides a augmenté de 66 millions de dollars et de 76 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- la hausse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, contrée en partie par les coûts d'exploitation plus élevés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 et la réduction des tarifs au premier trimestre de 2023;
- la baisse des volumes non visés par des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone découlant de la pression réduite aux termes d'une ordonnance de mesures correctives et d'une ordonnance de mesures correctives modifiée faisant suite à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 qui s'est produit en décembre 2022;
- le raffermissement du dollar US mentionné précédemment.

#### **AMORTISSEMENT**

L'amortissement pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 est demeuré stable par rapport à la période correspondante de 2022. L'amortissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a augmenté de 8 millions de dollars par rapport à la même période en 2022, en raison principalement de l'appréciation du dollar US.

## 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Bruce Power <sup>1</sup>	178	199	512	412
Installations énergétiques au Canada	74	115	256	250
Activités de stockage de gaz naturel et autres	4	(19)	(14)	42
<b>BAIIA comparable</b>	<b>256</b>	<b>295</b>	<b>754</b>	<b>704</b>
Amortissement	(26)	(19)	(66)	(53)
<b>BAII comparable</b>	<b>230</b>	<b>276</b>	<b>688</b>	<b>651</b>
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(8)	3	—	(29)
Activités de gestion des risques	12	10	53	(87)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>234</b>	<b>289</b>	<b>741</b>	<b>535</b>

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 55 millions de dollars et augmenté de 206 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, 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 et des pertes latent(e)s de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 par rapport à la même période de 2022, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- les résultats financiers inférieurs des installations énergétiques au Canada découlant de l'apport moindre des activités de commercialisation et des prix de l'électricité réalisés moins élevés, contrés en partie par la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel;
- les apports à la baisse de Bruce Power en raison surtout du recul de la production d'électricité, en partie contré par la baisse de la charge d'amortissement, du prix contractuel plus élevé, d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et des charges d'exploitation inférieures. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- l'augmentation des résultats inscrits par les activités de stockage de gaz naturel et autres en raison des apports supérieurs de TC Turbines et de l'accroissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 50 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 comparativement à la même période en 2022, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- les apports à la hausse de Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé, des coûts d'interruption inférieurs découlant du moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus ainsi que de la charge d'amortissement moindre, en partie contrés par la baisse de la production d'électricité et les pertes réalisées sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et les activités de gestion des risques. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;

- les résultats financiers supérieurs des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la hausse des prix de l'électricité réalisés et de la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel, contrées en partie par les apports moindres des activités de commercialisation;
- la diminution des résultats inscrits par les activités de stockage de gaz naturel et autres en raison de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur et du resserrement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta.

## AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de l'acquisition du parc éolien Fluvanna le 15 mars 2023 et du parc éolien Blue Cloud le 14 juin 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Éléments inclus dans le BAIIA et le BAII comparables :</b>				
Produits <sup>1</sup>	474	518	1 453	1 365
Charges d'exploitation	(211)	(227)	(686)	(684)
Amortissement et autres	(85)	(92)	(255)	(269)
<b>BAIIA comparable et BAII comparable<sup>2</sup></b>	<b>178</b>	<b>199</b>	<b>512</b>	<b>412</b>
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales <sup>3,4</sup>	94 %	95 %	94 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus <sup>4</sup>	15	28	28	232
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	9	2	47	19
Volumes des ventes (en GWh) <sup>5</sup>	5 060	5 684	15 301	15 361
Prix de l'électricité réalisé par MWh <sup>6</sup>	92 \$	91 \$	94 \$	88 \$

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

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

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

4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP du réacteur 6 et du réacteur 3.

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

6 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférés. 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.

Le programme de RCP du réacteur 3 a débuté le 1<sup>er</sup> mars 2023 et sa remise en service est prévue pour 2026. Le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en 2020, et ce réacteur a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget.

Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4 a été mené à bien au deuxième trimestre de 2023 et la mise à l'arrêt prévue du réacteur 8 a commencé vers la fin du troisième trimestre de 2023. La capacité moyenne disponible prévue pour 2023, exclusion faite des programmes de RCP du réacteur 6 et du réacteur 3, se situe maintenant dans le bas de la fourchette des 90 %. Les volumes de ventes inscrits en 2023 tiennent compte également des effets de la réduction de la puissance du réacteur 4 suivant la fin de l'arrêt d'exploitation prévu ainsi que de la période de démarrage du réacteur 6 à la suite de sa remise en service dans le cadre de son programme de RCP.

## 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>BAIIA comparable et BAII comparable</b>	<b>(3)</b>	(9)	<b>(9)</b>	(16)
Postes particuliers :				
Coûts liés au projet Focus	<b>(18)</b>	—	<b>(50)</b>	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	<b>(15)</b>	—	<b>(15)</b>	—
Gains de change – prêts intersociétés <sup>1</sup>	—	—	—	28
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>(36)</b>	(9)	<b>(74)</b>	12

1 Montant constaté au poste Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

La perte sectorielle du secteur Siège social a augmenté de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la perte sectorielle du secteur Siège social s'est élevée à 74 millions de dollars, comparativement à un bénéfice sectoriel de 12 millions de dollars pour la période correspondante de 2022.

Le bénéfice sectoriel (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 18 millions de dollars et de 50 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour obtenir un complément d'information;
- une charge avant impôts de 15 millions de dollars se rapportant aux coûts de scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides engagés au troisième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique « Faits récents - Pipelines de liquides » pour obtenir un complément d'information;
- des gains de change en 2022 sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces gains de change ont été inscrits dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable, car ils ont été entièrement compensés par des pertes de change correspondantes liées aux prêts intersociétés comptabilisées au poste « Gains (pertes) de change, montant net ». Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées ».

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social ont augmenté de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, en raison surtout de la diminution des frais juridiques.

## INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur</b>				
Libellés en dollars CA	(227)	(203)	(668)	(570)
Libellés en dollars US	(458)	(321)	(1 219)	(944)
Incidence du change	(157)	(98)	(421)	(267)
	<b>(842)</b>	(622)	<b>(2 308)</b>	(1 781)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(76)	(49)	(230)	(96)
Intérêts capitalisés	53	5	125	11
<b>Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(865)</b>	(666)	<b>(2 413)</b>	(1 866)
Poste particulier :				
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	(5)	—
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(865)</b>	(666)	<b>(2 418)</b>	(1 866)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 199 millions de dollars et de 552 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Les intérêts débiteurs comprennent des frais financiers à payer de 5 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 découlant d'une charge avant impôts relative à la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone. Cette décision a été rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, montants qui ont été retirés de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 199 millions de dollars et de 547 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022, 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 hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour plus de renseignements.

## PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Libellée en dollars CA	28	40	81	117
Libellée en dollars US	102	58	269	106
Incidence du change	34	18	93	31
<b>Provision pour les fonds utilisés pendant la construction</b>	<b>164</b>	116	<b>443</b>	254

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 48 millions de dollars et de 189 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par la mise en service de projets d'expansion du réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE, y compris les dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway en 2023, ce qui a été contrebalancé en partie par les projets mis en service dans le secteur Gazoducs – États-Unis.

## GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(25)</b>	<b>6</b>	<b>78</b>	<b>32</b>
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	<b>20</b>	—	<b>11</b>	—
Pertes de change – prêt intersociétés	—	—	—	(28)
Activités de gestion des risques	<b>(40)</b>	(283)	<b>142</b>	(321)
<b>Gains (pertes) de change, montant net</b>	<b>(45)</b>	<b>(277)</b>	<b>231</b>	<b>(317)</b>

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, les pertes de change se sont chiffrées à 45 millions de dollars, comparativement à 277 millions de dollars pour la même période en 2022. Pour ce qui est de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les gains de change ont atteint 231 millions de dollars, comparativement à des pertes de change de 317 millions de dollars pour la même période en 2022. 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 des pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH depuis le deuxième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions;
- les gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change;
- les pertes de change sur le prêt intersociétés libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'il a été remboursé en totalité à l'échéance. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés libellé en pesos et en dollars US ont été inclus dans le résultat comparable, de sorte que tous les montants s'annulent sans incidence sur le bénéfice net consolidé.

Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les transactions avec des parties liées et les dérivés.

Les pertes de change incluses dans le résultat comparable se sont établies à 25 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, comparativement à des gains de change de 6 millions de dollars pour la même période en 2022. Ces variations sont principalement attribuables à l'effet net des éléments suivants :

- les pertes réalisées en 2023 comparativement aux gains réalisés en 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de change relatif aux passifs nets au Mexique;
- les pertes réalisées nettes plus élevées sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Des gains de change de 78 millions de dollars ont été inclus dans le résultat comparable pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à 32 millions de dollars pour la période correspondante en 2022. Ces variations sont principalement attribuables à l'effet net des éléments suivants :

- les gains réalisés plus élevés sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de change relatif aux passifs nets au Mexique;
- les pertes réalisées nettes en 2023 comparativement aux gains réalisés nets en 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change plus élevées à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

## INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable</b>	<b>63</b>	35	<b>157</b>	93
Poste particulier :				
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	<b>(36)</b>	—
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>63</b>	35	<b>121</b>	93

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 28 millions de dollars tant pour le trimestre que la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Les intérêts créditeurs et autres tiennent compte d'un montant de 36 millions de dollars comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, qui est une estimation du produit d'assurance au titre des mesures environnementales correctives que nous nous attendons à recevoir de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive. Cette charge a été exclue de notre calcul des intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 28 millions de dollars et de 64 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, 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, en partie contrebalancées par la baisse des intérêts créditeurs en 2023 par suite du remboursement du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas en juillet 2022.



## (CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(220)</b>	(202)	<b>(749)</b>	(554)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	65	—	83	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	14	—
Coûts liés au projet Focus	4	—	11	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	4	—	4	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	1	1	3	4
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)	21	(36)	21
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	—	40
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	—	(195)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	2	(1)	—	7
Activités de gestion des risques	11	59	(63)	84
<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>(134)</b>	(122)	<b>(733)</b>	(593)

La charge d'impôts a augmenté de 12 millions de dollars et de 140 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, et elle comprend le règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique, qui ont été payés au deuxième trimestre de 2022. Ce montant a été exclu de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable, en plus de l'incidence fiscale sur d'autres postes particuliers auxquels il est fait référence ailleurs dans le présent rapport de gestion.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 comparativement à la même période en 2022, principalement en raison de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, contrée en partie par les ajustements moindres liés à l'inflation au Mexique et le bénéfice inférieur.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 195 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 comparativement à la même période en 2022, principalement en raison de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, de l'incidence de l'exposition au change au Mexique et de l'accroissement du bénéfice. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information sur notre exposition au risque de change au Mexique.

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle</b>	<b>(1)</b>	(8)	<b>(18)</b>	(28)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 7 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 par rapport aux périodes correspondantes de 2022, du fait surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et solutions énergétiques » pour obtenir des précisions à ce sujet.

## DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(23)</b>	<b>(21)</b>	<b>(69)</b>	<b>(85)</b>

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 2 millions de dollars et diminué de 16 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2022. La diminution observée au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 découle essentiellement du rachat de la totalité des actions privilégiées de série 15 émises et en circulation le 31 mai 2022, ce qui a été en partie compensé par l'augmentation des taux variables des dividendes sur certaines séries d'actions privilégiées.

## Incidence du change

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

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, 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. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

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

(en millions de dollars US)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2022	30 septembre	2022
<b>BAIIA comparable</b>				
Gazoducs aux États-Unis	722	709	2 348	2 300
Gazoducs au Mexique <sup>1</sup>	173	158	443	446
Pipelines de liquides	226	179	592	550
	<b>1 121</b>	1 046	<b>3 383</b>	3 296
Amortissement	(233)	(238)	(713)	(715)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(458)	(321)	(1 219)	(944)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	102	58	269	106
Participations sans contrôle et autres	(20)	(29)	(64)	(57)
	<b>512</b>	516	<b>1 656</b>	1 686
Taux de change moyen – Conversion de dollars US en dollars CA	<b>1,34</b>	1,31	<b>1,35</b>	1,28

1 Exclut les intérêts débiteurs sur nos prêts intersociétés à la coentreprise Sur de Texas, qui ont été entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Ces prêts intersociétés ont été remboursés intégralement en 2022.

### 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 découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et dans les (gains) pertes de change, montant net 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. Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie de 500 millions de dollars US, ce qui a donné lieu à une charge d'impôts libellée en pesos supplémentaire comparativement à 2022.

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 septembre 2023</b>	<b>17,42</b>
30 septembre 2022	20,10
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

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		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
BAlIA comparable des gazoducs au Mexique <sup>1</sup>	7	—	(67)	(17)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(12)	3	160	20
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	18	2	(95)	(2)
	<b>13</b>	5	<b>(2)</b>	1

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.

## Faits récents

### GAZODUCS – CANADA

#### Coastal GasLink

Les travaux mécaniques visant le projet Coastal GasLink ont été achevés plus tôt que prévu, ce qui comprenait des tests hydrauliques concluants et des examens techniques post-construction. Les activités de mise en service du gazoduc se dérouleront pendant le reste de l'exercice afin que le gazoduc puisse livrer du gaz naturel à l'usine de LNG Canada d'ici la fin de 2023. Le projet progresse selon le coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars et, en 2024, nous poursuivrons les travaux de remise en état. Coastal GasLink LP cherche toujours à réaliser des recouvrements de coûts.

Les coûts du projet sont financés au moyen des facilités de crédit dédiées au projet existantes et des apports de capitaux propres faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous. À compter de 2023, le financement requis pour financer la construction du gazoduc jusqu'à son achèvement proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur ce prêt seront remboursés au moyen des apports de capitaux propres à la coentreprise faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la date de mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs du projet seront connus. Nous prévoyons financer, sauf dans certaines conditions, la majeure partie des apports de capitaux propres additionnels requis, conformément aux modalités contractuelles, ce qui ne modifiera pas notre participation de 35 %. Au 30 septembre 2023, le montant total disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné s'établissait à 3 375 millions de dollars, dont une tranche de 2 020 millions de dollars était prélevée.

Le fait qu'il soit prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires seront principalement financés par nous continuait d'être un indicateur, au 30 septembre 2023, qu'une diminution de la valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. En conséquence, nous avons effectué une évaluation et conclu qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre investissement, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation avant impôts à hauteur de la valeur totale de notre participation dans Coastal GasLink LP de 1 244 millions de dollars (1 179 millions de dollars après impôts) et de 2 100 millions de dollars (2 017 millions de dollars après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 2 020 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée à ce jour au 30 septembre 2023 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 660 millions de dollars après impôts). Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink LP », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Nous demeurerons à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de notre participation dans Coastal GasLink LP et l'ampleur de toute charge de dépréciation future, le cas échéant, dépendra de l'issue de l'évaluation effectuée à la date de clôture visée.

#### Réseaux de NGTL et de Foothills

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les réseaux de NGTL et de Foothills ont mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,3 milliard de dollars et 0,2 milliard de dollars, respectivement. Les principaux programmes relatifs à la capacité sont décrits ci-dessous.

#### Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021 comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression visant à ajouter une capacité supplémentaire au réseau de NGTL. Toutes les installations requises pour déclarer les contrats ont été mises en service et la construction des installations restantes est en cours, la mise en service étant prévue d'ici la fin de 2023.

### **Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022**

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022 comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression afin de répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin. Le coût en capital du programme s'élève à 1,4 milliard de dollars, et tous les actifs ont été mis en service.

### **Programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills**

Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills est un projet d'expansion sur plusieurs années des réseaux de NGTL et de Foothills qui vise à faciliter l'accroissement de la capacité d'exportation visée par des contrats au réseau de GTN. Le coût en capital du programme s'élève à 1,6 milliard de dollars et la majeure partie des actifs avaient été mis en service au 1<sup>er</sup> novembre 2023.

### **Projet Valhalla North et Berland River**

Le 1er août 2023, nous avons déposé auprès de la REC une demande d'autorisation de la construction, de la propriété et de l'exploitation du projet Valhalla North et Berland River (« VNBR »), dont la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2026, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation. Le projet VNBR répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés, ajoutant une capacité supplémentaire au réseau de NGTL. Il devrait également contribuer à la réduction de l'intensité des émissions de GES dans l'ensemble du réseau. Le projet, dont le coût est estimé à 0,6 milliard de dollars, comprend un nouveau gazoduc, un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes.

## **GAZODUCS – ÉTATS-UNIS**

### **Monétisation de Columbia Gas et Columbia Gulf**

Le 4 octobre 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners (GIP) pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). Columbia Gas et Columbia Gulf seront détenues par une entité nouvellement constituée en partenariat avec GIP. Avant la clôture de la vente, Columbia Pipelines Operating Company LLC et Columbia Pipelines Holding Company LLC ont émis, le 8 août 2023, des titres d'emprunt de premier rang non garantis à long terme de 4,6 milliards de dollars US et de 1,0 milliard de dollars US, respectivement. Le produit net de ces placements a été affecté au remboursement des dettes intersociétés à l'égard de TC Énergie ainsi qu'à la réduction de la dette. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet.

Nous détenons toujours une participation donnant le contrôle dans Columbia Gas et Columbia Gulf et nous demeurons l'exploitant de ces gazoducs. TC Énergie et GIP financeront chacune leur quote-part des dépenses en immobilisations annuelles visant la maintenance, la modernisation et les projets de croissance approuvés au moyen des flux de trésorerie générés en interne, de financements par emprunt par les entités de Columbia ou d'apports proportionnels de leur part.

### **North Baja XPress**

En juin 2023, le projet North Baja XPress, un projet d'expansion visant à accroître la capacité et à répondre à la demande accrue des clients quant à notre pipeline North Baja, a été mis en service.

### Projet d'électrification en Virginie

En mars 2023, la FERC a délivré un certificat approuvant notre projet d'électrification en Virginie. Ce projet permettra de remplacer et de moderniser certaines installations grâce au passage à la compression électrique. Il devrait aussi permettre de réduire les émissions sur certains tronçons du réseau de Columbia Gas. La mise en service est prévue au début de 2024 et le coût du projet est estimé à 0,1 milliard de dollars US.

### Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR

ANR a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en août 2022 et a obtenu l'approbation de la FERC le 11 avril 2023. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2025. ANR devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1<sup>er</sup> août 2028. Le règlement prévoit aussi une majoration des tarifs en août 2024 au titre de certains projets de modernisation. Au cours du deuxième trimestre de 2023, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients.

### Règlement tarifaire de Columbia Gulf

Le 7 juillet 2023, Columbia Gulf a déposé un règlement tarifaire non contentieux établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seraient en vigueur pour cette entreprise à compter du 1<sup>er</sup> mars 2024 et instituant un moratoire sur les tarifs qui s'appliquerait jusqu'au 28 février 2027. Les tarifs révisés ne devraient pas avoir une incidence importante sur le résultat comparable de notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Columbia Gulf devra soumettre une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1<sup>er</sup> mars 2029.

### Projet Bison XPress

Au troisième trimestre de 2023, nous avons approuvé le projet Bison XPress, un projet d'expansion de nos réseaux Northern Border et Bison qui permettra de remplacer et de moderniser certaines installations ainsi que de fournir des sorties de productions, des plus nécessaires, à partir du bassin de Bakken vers un point de livraison au carrefour de Cheyenne. La mise en service du projet devrait avoir lieu en 2026. Le coût total du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US, et notre quote-part de 0,2 milliard de dollars US représente notre participation de 50 % dans Northern Border et notre participation de 100 % dans Bison.

### Ligne VB Strasburg

Le 25 juillet 2023, un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris le long de la route Interstate 81 à Strasburg, en Virginie. Des mesures d'urgence ont été prises et la section touchée du gazoduc a été rapidement isolée. Cet incident n'a causé aucune blessure et aucun dommage important aux structures environnantes. Le gazoduc fonctionne à pression réduite conformément à l'ordonnance de mesures correctives de la PHMSA depuis le 28 juillet 2023, et nous collaborons avec la PHMSA aux termes de cette ordonnance afin de rétablir le fonctionnement normal du réseau aussitôt que possible. Ne nous prévoyons pas que ce bris aura une incidence importante sur nos résultats financiers de 2023.

### Projet GTN XPress

En octobre 2023, la FERC a délivré un certificat approuvant notre projet GTN XPress. Le projet GTN XPress est une expansion du réseau de GTN qui permettra le transport d'une capacité d'exportation visée par des contrats accrue au moyen du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills. L'entrée en service devrait avoir lieu en 2024 et le coût estimatif du projet est de 0,1 milliard de dollars US.

## GAZODUCS – MEXIQUE

### Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, 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. Le projet de gazoduc Southeast Gateway progresse selon les étapes prévues, et les travaux de construction de toutes les installations à Veracruz et à Tabasco sont en cours. Nous prévoyons entreprendre l'installation en mer des canalisations à la fin de l'année 2023.

Au troisième trimestre de 2023, nous avons mis en service le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes, qui alimente en électricité l'État de Guanajuato. En raison de questions soulevées par les parties prenantes, le tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes n'est pas encore achevé; cependant, compte tenu de l'appui de la CFE et des gouvernements d'État, nous prévoyons que la mise en service du tronçon sud aura lieu pendant le deuxième semestre de 2024. Nous collaborons avec la CFE et les gouvernements d'État afin d'obtenir les droits de passage dont nous avons besoin et de régler les questions juridiques concernant le gazoduc Tula. Nous nous attendons à prendre une décision d'investissement finale portant sur l'achèvement du gazoduc Tula en 2024, sous réserve d'un nouvel engagement des parties prenantes et d'une analyse technique.

Sous réserve des approbations réglementaires de la Commission fédérale de la concurrence économique (COFECE) et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. Après l'obtention des approbations requises, la CFE obtiendra une participation initiale sur versement d'un apport en capitaux à TGNH. La participation augmentera à mesure que la CFE remplira ses obligations contractuelles, et au moment de la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. Le 30 mars 2023, la demande initiale a été soumise à la COFECE afin d'amorcer le processus d'approbation réglementaire, et elle est actuellement à l'étude. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH pourrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

## PIPELINES DE LIQUIDES

### Scission proposée

Le 27 juillet 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 proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides (la « transaction ») et, le 8 novembre 2023, nous avons indiqué que la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommerait South Bow Corporation. La transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour nos actionnaires canadiens et américains. En plus de l'approbation de nos actionnaires et des tribunaux, la transaction doit obtenir des décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, obtenir les approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et remplir toutes les autres conditions de clôture habituelles. Nous prévoyons que la transaction sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la transaction proposée, nos actionnaires conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de South Bow Corporation. Le nombre d'actions ordinaires de South Bow Corporation devant être distribuées à nos actionnaires sera déterminé avant la clôture de la transaction proposée.



Pour le trimestre et la période neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons engagé des coûts de scission avant impôts de 15 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts) à l'égard de la transaction, ce qui comprend des coûts de scission afférents aux employés, des honoraires juridiques, des honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que d'autres honoraires de consultation. Ce montant a été exclu de mesures comparables.

### **Incident à la borne kilométrique 14**

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas, causant une fuite de 12 937 barils de pétrole brut. En juin 2023, nous avons achevé la récupération de tous les volumes relâchés et, en octobre 2023, nous avons rétabli le débit naturel de la rivière Mill Creek. Des activités de remise en état sont en cours et devraient se poursuivre jusqu'en 2024. L'oléoduc fonctionne aux termes d'une ordonnance de mesures correctives modifiée délivrée par la PHMSA en mars 2023, laquelle prévoit certaines restrictions de la pression manométrique. Conformément à l'ordonnance de mesures correctives, nous prévoyons être en mesure de respecter nos engagements contractuels visant Keystone.

Comme il est indiqué dans l'ordonnance de mesures correctives modifiée de la PHMSA, une analyse de la cause du bris a été menée par un tiers indépendant et cette analyse a été publiée le 21 avril 2023. L'analyse a révélé qu'un ensemble de circonstances extraordinaires se sont produites à l'emplacement du bris, dont l'origine probable remonte à la construction, la cause principale du bris étant une fissuration de fatigue. Un plan de travail correctif exhaustif est mis en œuvre, compte tenu des recommandations formulées dans l'analyse, afin d'améliorer l'intégrité de l'oléoduc ainsi que la sécurité du réseau.

En date du 30 juin 2023, nous avons révisé notre estimation du coût des mesures environnementales correctives avant les recouvrements d'assurance, les amendes et les pénalités, sous réserve de certaines hypothèses pour le porter à 794 millions de dollars. Ce montant n'avait pas varié en date du 30 septembre 2023, mais il est raisonnable de penser que nous pourrions engager des coûts supplémentaires. Des polices d'assurance adéquates sont en place et nous croyons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, nous avons reçu un produit d'assurance de 396 millions de dollars (néant en 2022) au titre des mesures environnementales correctives. Notre estimation des coûts comprend une somme de 36 millions de dollars que nous prévoyons recouvrer auprès de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive et qui a été comptabilisée dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats. Ce montant a été exclu des mesures comparables.

### **Décisions de la REC et 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 décembre 2022, la REC a rendu une décision relative à la plainte qui s'est traduite par un ajustement de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. En juillet 2023, la REC a rejeté la demande de révision et de modification de Keystone qui contestait le bien-fondé de la décision initiale. La REC a instauré une procédure pour examiner la conformité de Keystone à la décision.

En février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte. En conséquence, nous avons comptabilisé une charge avant impôts non récurrente de 57 millions de dollars qui rend compte des tarifs facturés entre 2018 et 2022. Ce montant a été exclu des mesures comparables.

### **Port Neches**

En mars 2023, le réseau d'oléoducs Port Neches Link a été mis en service, ce qui a permis de raccorder le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches et d'apporter une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de 630 000 b/j à la raffinerie de Motiva.

## ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

### Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le réacteur 6, dont le programme de RCP a commencé en janvier 2020, a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget malgré les difficultés associées à la pandémie de COVID-19.

Bruce Power entend soumettre sa base d'estimation définitive pour le programme de RCP du réacteur 4, le troisième des six réacteurs visés par le programme de RCP, à la SIERE au cours du quatrième trimestre de 2023. L'approbation par la SIERE du programme de RCP du réacteur 4 est attendue au premier trimestre de 2024.

Le 1<sup>er</sup> mars 2023, le réacteur 3 a été mis hors service. Son programme de RCP a débuté et sa remise en service est prévue pour 2026.

### Acquisitions de parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. De plus, le 14 juin 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Un investisseur en avantages fiscaux détient 100 % des participations de catégorie A de chacun de ces actifs d'exploitation, et un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie lui est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux. Ce pourcentage est comptabilisé à titre de bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle dans l'état consolidé condensé des résultats.

### Projet d'accumulation par pompage en Ontario

Le 10 juillet 2023, le gouvernement de l'Ontario a annoncé que le ministère de l'Énergie procédera à une évaluation finale de notre projet d'accumulation par pompage en Ontario. Une décision est attendue d'ici la fin de 2023.

Le projet d'accumulation par pompage en Ontario demeure conditionnel à l'approbation de notre conseil d'administration et à la conclusion d'un accord de partenariat avec la Nation ojibway de Saugeen. La décision d'investissement finale devrait être prise en 2025 et la mise en service du projet devrait avoir lieu au début des années 2030, sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et de la société.

### Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Au premier trimestre de 2023, nous avons conclu un contrat visant des projets d'énergie éolienne d'environ 300 MW au Texas. Jusqu'à présent, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie solaire et éolienne d'environ 900 MW afin de combler les besoins d'électricité des clients internes et externes dans les secteurs industriel et pétrogazier.

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons conclu des contrats visant la vente d'une capacité de 50 MW dans le cadre de notre solution de production d'énergie sans émission de carbone en mode 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, en Alberta. Les contrats, dont la durée varie de 15 à 20 ans, devraient débiter en 2025.

### Projet solaire de Saddlebrook

Le 25 octobre 2023, le projet solaire de Saddlebrook, une centrale de 81 MW située à proximité d'Aldersyde, en Alberta, a été mis en service. Le coût total du projet, de 146 millions de dollars, a été financé en partie par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta) et par Lockheed Martin.

## AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

### Réseau carbone de l'Alberta

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait transporter jusqu'à 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le Réseau carbone de l'Alberta continue d'évaluer si nos sites d'intérêt conviennent, notamment pour ce qui est de l'avancement du forage de puits et des essais visant à appuyer le plan détaillé de mesure, suivi et vérification requis pour déposer une demande de permis de séquestration.

## SIÈGE SOCIAL

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

Le 30 juin 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision à l'encontre de TC Énergie et d'autres défendeurs cités dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« Columbia ») relativement à l'acquisition de Columbia par TC Énergie en juillet 2016. Le tribunal a déterminé que le chef de la direction et le chef des finances de Columbia d'alors ont manqué à leurs obligations fiduciaires et ont omis de faire des déclarations importantes et que TC Énergie était au courant et a tiré profit de ces manquements. Le tribunal a accordé aux actionnaires des dommages-intérêts de 1 \$ US par action. Le montant définitif des dommages-intérêts reste à déterminer, mais il devrait être de l'ordre de 400 millions de dollars US, auquel s'ajouteront les intérêts au taux prévu par la loi.

L'obligation à l'égard de ces dommages-intérêts reviendra aux anciens hauts-dirigeants de Columbia et à TC Énergie aux termes d'une procédure ultérieure devant le tribunal qui déterminera la responsabilité proportionnelle et tiendra compte du règlement précédent. Tant que cette répartition n'est pas établie, le montant dont la responsabilité reviendra à TC Énergie ne peut être raisonnablement estimé. Par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 septembre 2023.

La responsabilité à l'égard du montant total des dommages-intérêts n'incombera pas à TC Énergie. Toutefois, sa quote-part ne sera connue que lorsque l'audience sur la répartition de la responsabilité aura pris fin. Nous sommes en profond désaccord avec la décision et nous prévoyons faire appel une fois que le jugement final aura été rendu et que la répartition aura été établie. À la suite d'une action intentée en 2016 relativement aux droits d'évaluation, le même tribunal avait auparavant confirmé que le montant de 25,50 \$ US par action qu'a payé TC Énergie aux actionnaires de Columbia représentait la juste valeur.

### 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 relevé une vaste gamme de possibilités qui devraient améliorer la sécurité et la performance financière à long terme. Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer d'élaborer et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2023, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons engagé des coûts respectifs de 29 millions de dollars et 98 millions de dollars, avant impôts, aux fins du projet Focus, soit principalement des honoraires de consultation externe et des indemnités de cessation d'emploi, dont des tranches respectives de 18 millions de dollars et de 50 millions de dollars ont été comptabilisées dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats et retirées des montants comparables. Des montants supplémentaires de 4 millions de dollars et de 19 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 ont été comptabilisés dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, avec des produits compensatoires au titre des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires, dont le solde net n'a pas eu d'incidence sur le résultat net. Au 30 septembre 2023, un montant de 29 millions de dollars était attribué aux projets d'investissement.

### **Programme de sortie d'actifs**

Dans le cadre de de son programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars annoncé en 2022, TC Énergie a mené à terme avec succès la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf le 4 octobre 2023. Cette transaction a considérablement fait progresser notre plan de réduction de la dette et nous demeurerons à l'affût d'occasions futures de rotation du capital nous permettant de renforcer encore davantage notre situation financière.

### **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. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie à court terme, mais nous continuons de suivre l'évolution de ces questions.

## 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 et croissants 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 septembre 2023, notre actif à court terme s'élevait à 9,6 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,1 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 1,5 milliard de dollars, comparativement à 9,6 milliards de dollars au 31 décembre 2022. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 10,4 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 10,2 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,2 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 0,9 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 septembre 2023;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de certaines de nos filiales et sociétés liées;
- notre 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>1 824</b>	1 701	<b>5 408</b>	4 350
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	<b>(102)</b>	(67)	<b>15</b>	511
Fonds provenant de l'exploitation	<b>1 722</b>	1 634	<b>5 423</b>	4 861
Postes particuliers :				
Décision de la FERC afférente à Keystone, déduction faite des impôts exigibles	—	—	<b>48</b>	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	<b>36</b>	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	<b>15</b>	—	<b>42</b>	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	<b>15</b>	—	<b>15</b>	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	<b>3</b>	3	<b>11</b>	12
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	—	195
<b>Fonds provenant de l'exploitation comparables</b>	<b>1 755</b>	1 637	<b>5 575</b>	5 068

## Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 123 millions de dollars et de 1 058 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation ainsi que 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 118 millions de dollars et de 507 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2022 en raison surtout de la hausse du BAIIA comparable et de l'augmentation des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, contrebalancées en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs. L'augmentation des fonds provenant de l'exploitation comparables pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 reflète aussi les gains et pertes réalisés sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition au risque de change.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Dépenses d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(2 042)	(1 837)	(5 945)	(4 608)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(18)	(11)	(122)	(33)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 229)	(746)	(3 246)	(1 181)
	(3 289)	(2 594)	(9 313)	(5 822)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	101	250	(11)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(302)	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	1 205	16	1 237
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	2	95	7	568
Montants reportés et autres	(42)	60	(33)	29
<b>(Sorties) entrées nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(3 329)</b>	<b>(1 133)</b>	<b>(9 375)</b>	<b>(3 999)</b>

En 2023, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway, des programmes d'expansion du réseau de NGTL et de Foothills, des projets de Columbia Gas et d'ANR et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2023 par rapport à 2022 reflète l'accroissement des dépenses liées à l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et aux projets de Columbia Gas, en partie compensé par la réduction des dépenses liées à l'expansion du réseau de NGTL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2023 comparativement à 2022, en raison surtout des prélèvements de 2 020 millions de dollars effectués sur le prêt subordonné par Coastal GasLink LP en 2023, lesquels sont comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance.

Les prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net représentent les émissions avant les conventions modifiées de 2022 et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Dans le cadre des activités de refinancement de la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, notre prêt intersociétés libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance à hauteur de 1,2 milliard de dollars et a ensuite été remplacé par un nouveau prêt intersociétés libellé dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait à ces activités de refinancement sont présentés au montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Le 15 mars 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Le 14 juin 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(2 401)	458	(6 055)	672
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 434	(2)	15 887	2 508
Remboursement sur la dette à long terme	(2 150)	(1 287)	(2 610)	(1 313)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	1 008
Dividendes et distributions versés	(616)	(923)	(1 979)	(2 770)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	—	1 742	4	1 900
Actions privilégiées rachetées	—	—	—	(1 000)
Autres	—	6	—	23
<b>(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement</b>	<b>2 267</b>	<b>(6)</b>	<b>5 247</b>	<b>1 028</b>

### Billets à payer

Le 25 août 2023, TCPL a remboursé intégralement son emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,5 milliard de dollars de 364 jours, portant intérêt à un taux variable, qui avait été contracté en novembre 2022.

## Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TransCanada Pipelines Limited</b>					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti <sup>1</sup>	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 <sup>2</sup>	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 <sup>2</sup>	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 <sup>2</sup>	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 <sup>2</sup>	400	Variable
<b>Columbia Pipelines Operating Company LLC<sup>3</sup></b>					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
<b>Columbia Pipelines Holding Company LLC<sup>3</sup></b>					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
<b>TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V</b>					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	Janvier 2028	500 US	Variable
<b>Gas Transmission Northwest LLC</b>					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %

1 Cet emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Remboursables à vue à leur valeur nominale en mars 2024 ou en tout temps par la suite.

3 Le 4 octobre 2023, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Il y a lieu de se reporter à la note 17 « Événement postérieur à la date de clôture » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.



## Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TransCanada PipeLines Limited</b>				
	Septembre 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti <sup>1</sup>	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
<b>Nova Gas Transmission Ltd.</b>				
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
<b>TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.</b>				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	120 US	Variable

1 Au deuxième trimestre de 2023, nous avons contracté un emprunt à terme non garanti de premier rang de 1 024 millions de dollars US et le montant total a été prélevé. L'emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Le 16 octobre 2023, TCPL a procédé au remboursement de 625 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis portant intérêt au taux fixe de 3,75 %.

## DIVIDENDES

Le 7 novembre 2023, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,93 \$ par action, payables le 31 janvier 2024 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 décembre 2023.

## RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En vertu du RRD, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir d'autres actions ordinaires de TC Énergie. Entre le 1<sup>er</sup> juillet 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée. En 2023, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 39 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 737 millions de dollars en actions ordinaires aux termes du régime.

À compter du versement des dividendes déclarés le 27 juillet 2023, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie cesseront d'être émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte. Elle seront plutôt achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

## INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 2 novembre 2023, 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 4 millions qui pouvaient être exercées.

## **FACILITÉS DE CRÉDIT**

Au 2 novembre 2023, nous disposons des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 10,6 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 10,1 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,5 milliard 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.

Le 31 août 2023, Columbia Pipelines Holding Company LLC a obtenu une facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie de 1,0 milliard de dollars US qui arrive à échéance en août 2026. Aucun montant n'était prélevé sur celle-ci au 30 septembre 2023.

## **OBLIGATIONS CONTRACTUELLES**

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,3 milliard de dollars au 30 septembre 2023 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2022, en raison de la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités, ce qui a été compensé en partie par de nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction du gazoduc Southeast Gateway et d'autres projets d'investissement.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2023 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2022 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

## Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés à divers 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 2022 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 2022, 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 instruments dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque. Dans le cas des relations de couverture admissibles touchées par le retrait de certains taux d'intérêt de référence, la société a appliqué une mesure de simplification facultative permise selon les PCGR des États-Unis qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser. Par conséquent, nous prévoyons qu'il n'y aura pas d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### 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 des gazoducs au 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 découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts.

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

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, à des contrats de change à terme 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 2022 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes sur créances et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 30 septembre 2023, 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 de 1 million de dollars et de 116 millions de dollars, avant impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement (perte de 71 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement, en 2022). Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information sur les provisions pour pertes sur créances attendues ainsi qu'à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », pour obtenir des précisions sur la provision pour pertes sur créances attendues comptabilisée en 2023.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers qui offrent des facilités de dépôt au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider 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. Notre portefeuille d'expositions au secteur financier se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité. Nous n'avons aucune exposition directe aux banques régionales américaines ayant fait faillite au début de 2023. Toutefois, nous continuons à surveiller de près les répercussions potentielles que ces faillites pourraient avoir sur notre portefeuille de contreparties du secteur financier.

## **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 1,4 milliard de dollars lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 30 septembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie 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 septembre 2023, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 2 020 millions de dollars (250 millions de dollars au 31 décembre 2022). La valeur comptable du prêt a été ramenée à zéro au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022 dans le cadre des charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent.

En octobre 2023, un montant additionnel de 125 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné et ce montant sera soumis à un test de dépréciation au cours de périodes futures de présentation de l'information financière, tout comme les prélèvements futurs sur ce prêt.

### **Facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée**

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue qui nous procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offre une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars et l'encours était de néant au 30 septembre 2023 (néant au 31 décembre 2022). Les charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent n'ont pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

### **Sur de Texas**

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova qui détient le gazoduc Sur de Texas, dont nous sommes l'exploitant. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui portait intérêt à un taux variable. Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée consenti par nous d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

## **INSTRUMENTS FINANCIERS**

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

### **Instruments dérivés**

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

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

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

### Présentation au bilan des instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Autres actifs à court terme	1 313	614
Autres actifs à long terme	152	91
Créditeurs et autres	(1 296)	(871)
Autres passifs à long terme	(242)	(151)
	(73)	(317)

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

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<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	(17)	42	113	(16)
Change	(40)	(283)	142	(321)
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	249	165	579	561
Change	(29)	(1)	110	27
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	(8)	(21)	(20)	(39)
Taux d'intérêt	(13)	2	(29)	—

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

## Autres renseignements

### CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2023, 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 dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au troisième trimestre de 2023 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne 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 2022 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

### Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

#### Dépréciation et risque maximal de perte

Le 1<sup>er</sup> février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. Bien que cette estimation tienne compte d'éventualités à l'égard de certains facteurs pouvant échapper au contrôle de Coastal GasLink LP, comme dans tout projet de construction d'envergure, le coût en capital ultime fait l'objet de risques et d'incertitudes. L'estimation révisée du total des coûts du projet et de nos besoins de financement connexes futurs étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. Nous avons effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, ce qui a donné lieu à une dépréciation de 3,0 milliards de dollars avant impôts (2,6 milliards de dollars après impôts) au 31 décembre 2022, et nous avons indiqué qu'une partie importante de ces investissements futurs devrait subir une dépréciation. Les évaluations que nous avons réalisées aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2023 nous ont permis de conclure que la valeur comptable de notre participation s'était dépréciée et nous avons comptabilisé une dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars avant impôts (1 179 millions de dollars après impôts) et de 2 100 millions de dollars (2 017 millions de dollars après impôts) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 2 020 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink LP », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.



La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 septembre 2023 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans conforme à l'évaluation de la juste valeur effectuée au 31 décembre 2022. Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

Nous demeurerons à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de cette participation et l'ampleur de toute charge de dépréciation future, le cas échéant, dépendra de l'issue des évaluations effectuées à la date de clôture visée.

Le risque maximal de perte afférent à notre participation dans Coastal GasLink LP, une entité de détenteurs de droits variables (« EDDV »), au 30 septembre 2023, s'élevait à 1,4 milliard de dollars. Notre risque maximal de perte correspond à la perte maximale qui pourrait être inscrite dans le résultat net de périodes futures en raison de nos droits variables dans une EDDV. TC Énergie est tenue contractuellement de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, lesquels sont estimés à 1,4 milliard de dollars après le 30 septembre 2023, au moyen d'apports de capitaux propres supplémentaires à Coastal GasLink LP, sous réserve de la répartition définitive des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP. L'établissement de notre risque maximal de perte nécessite une estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement.

### **Dépréciation des actifs à long terme et 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.

Dans le cadre du processus menant à la vente de la participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, la direction a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en ce qui a trait à l'unité d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (Columbia) en date du 30 juin 2023. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – États-Unis » pour obtenir des précisions sur cette transaction de vente.

Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition 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 a été réduit à moins de 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 2022, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2022 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

## Résultats trimestriels

### PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023				2022			2021
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	<b>3 940</b>	3 830	3 928	4 041	3 799	3 637	3 500	3 584
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>(197)</b>	250	1 313	(1 447)	841	889	358	1 118
Résultat comparable	<b>1 035</b>	981	1 233	1 129	1 068	979	1 103	1 028
Données par action:								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	<b>(0,19) \$</b>	0,24 \$	1,29 \$	(1,42) \$	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$	1,14 \$
Résultat comparable par action ordinaire	<b>1,00 \$</b>	0,96 \$	1,21 \$	1,11 \$	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$	1,05 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	<b>0,93 \$</b>	0,93 \$	0,93 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,87 \$

### 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 de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur et des provisions pour pertes sur créances sur 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 de l'exploitation;
- des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant;
- 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 de l'exploitation;
- 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 et les pertes latent(e)s 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 aussi des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latent(e)s 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 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 de scission proposée 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, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- 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, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- 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, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

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, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres 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, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du deuxième 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, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars découlant du règlement de questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

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

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars, après impôts, de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes;
- une charge d'impôts de 193 millions de dollars découlant du règlement de principe des questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2021 sont également exclus :

- une réduction supplémentaire de 60 millions de dollars, après impôts, de la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 19 millions de dollars, après impôts, sur la vente de la participation résiduelle dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 10 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- un gain de 7 millions de dollars, après impôts, lié aux ajustements des régimes de retraite dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- une charge d'impôts supplémentaire de 6 millions de dollars se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en 2020.

## État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Produits</b>				
Gazoducs – Canada	1 303	1 234	3 829	3 497
Gazoducs – États-Unis	1 473	1 449	4 558	4 295
Gazoducs – Mexique	213	179	625	487
Pipelines de liquides	715	691	1 935	2 051
Énergie et solutions énergétiques	236	246	751	606
	<b>3 940</b>	<b>3 799</b>	<b>11 698</b>	<b>10 936</b>
<b>Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>305</b>	<b>322</b>	<b>856</b>	<b>763</b>
<b>Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation</b>	<b>(1 244)</b>	<b>—</b>	<b>(2 100)</b>	<b>—</b>
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 271	1 342	3 544	3 521
Achats de produits de base revendus	178	128	373	429
Impôts fonciers	218	214	667	634
Amortissement	690	653	2 061	1 914
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	—	—	571
	<b>2 357</b>	<b>2 337</b>	<b>6 645</b>	<b>7 069</b>
<b>Charges financières</b>				
Intérêts débiteurs	865	666	2 418	1 866
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(164)	(116)	(443)	(254)
(Gains) pertes de change, montant net	45	277	(231)	317
Intérêts créditeurs et autres	(63)	(35)	(121)	(93)
	<b>683</b>	<b>792</b>	<b>1 623</b>	<b>1 836</b>
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>(39)</b>	<b>992</b>	<b>2 186</b>	<b>2 794</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôts</b>				
Exigibles	97	110	324	479
Reportés	37	12	409	114
	<b>134</b>	<b>122</b>	<b>733</b>	<b>593</b>
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(173)</b>	<b>870</b>	<b>1 453</b>	<b>2 201</b>
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	1	8	18	28
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>(174)</b>	<b>862</b>	<b>1 435</b>	<b>2 173</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	23	21	69	85
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(197)</b>	<b>841</b>	<b>1 366</b>	<b>2 088</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire</b>				
De base et dilué	<b>(0,19) \$</b>	<b>0,84 \$</b>	<b>1,33 \$</b>	<b>2,11 \$</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)</b>				
De base	<b>1 035</b>	<b>1 000</b>	<b>1 028</b>	<b>988</b>
Dilué	<b>1 035</b>	<b>1 000</b>	<b>1 028</b>	<b>989</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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>(173)</b>	870	<b>1 453</b>	2 201
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>				
Écarts de conversion	<b>430</b>	1 510	<b>(63)</b>	1 872
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	<b>(13)</b>	(67)	<b>12</b>	(75)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	<b>15</b>	(20)	<b>(3)</b>	(8)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	<b>25</b>	15	<b>66</b>	30
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	—	2	—	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>142</b>	(2)	<b>135</b>	343
	<b>599</b>	1 438	<b>147</b>	2 168
<b>Résultat étendu</b>	<b>426</b>	2 308	<b>1 600</b>	4 369
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>8</b>	16	<b>20</b>	38
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>418</b>	2 292	<b>1 580</b>	4 331
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>23</b>	21	<b>69</b>	85
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>395</b>	2 271	<b>1 511</b>	4 246

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre	2022	closes les	30 septembre
	2023	2022	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net (perte nette)	(173)	870	1 453	2 201
Amortissement	690	653	2 061	1 914
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	—	—	571
Impôts reportés	37	12	409	114
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(305)	(322)	(856)	(763)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	1 244	—	2 100	—
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	329	267	927	709
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	3	(11)	(19)	(22)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(103)	(78)	(283)	(176)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	57	241	(255)	337
Provision pour pertes sur créances attendues	(2)	71	(117)	71
Autres	(55)	(69)	3	(95)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	102	67	(15)	(511)
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>1 824</b>	<b>1 701</b>	<b>5 408</b>	<b>4 350</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(2 042)	(1 837)	(5 945)	(4 608)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(18)	(11)	(122)	(33)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 229)	(746)	(3 246)	(2 380)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	101	250	(11)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(302)	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	1 205	16	2 436
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	2	95	7	568
Montants reportés et autres	(42)	60	(33)	29
<b>(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(3 329)</b>	<b>(1 133)</b>	<b>(9 375)</b>	<b>(3 999)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(2 401)	458	(6 055)	672
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 434	(2)	15 887	2 508
Remboursements sur la dette à long terme	(2 150)	(1 287)	(2 610)	(1 313)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	1 008
Dividendes sur les actions ordinaires	(583)	(885)	(1 822)	(2 623)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(21)	(68)	(84)
Distributions aux participations sans contrôle	(11)	(10)	(47)	(33)
Distributions sur les titres de catégorie C	—	(7)	(42)	(30)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	—	1 742	4	1 900
Actions privilégiées rachetées	—	—	—	(1 000)
Autres	—	6	—	23
<b>(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement</b>	<b>2 267</b>	<b>(6)</b>	<b>5 247</b>	<b>1 028</b>
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>				
	<b>117</b>	<b>94</b>	<b>70</b>	<b>108</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>879</b>	<b>656</b>	<b>1 350</b>	<b>1 487</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
Au début de la période	<b>1 091</b>	<b>1 504</b>	<b>620</b>	<b>673</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
À la fin de la période	<b>1 970</b>	<b>2 160</b>	<b>1 970</b>	<b>2 160</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.



## Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 970	620
Débiteurs	3 564	3 624
Stocks	1 229	936
Autres actifs à court terme	2 857	2 152
	<b>9 620</b>	<b>7 332</b>
<b>Immobilisations corporelles,</b> déduction faite de l'amortissement cumulé de 36 320 \$ et de 34 629 \$, respectivement	<b>80 410</b>	<b>75 940</b>
<b>Investissement net dans des contrats de location</b>	<b>2 388</b>	<b>1 895</b>
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>10 001</b>	<b>9 535</b>
<b>Placements restreints</b>	<b>2 420</b>	<b>2 108</b>
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>2 224</b>	<b>1 910</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>12 846</b>	<b>12 843</b>
<b>Autres actifs à long terme</b>	<b>2 740</b>	<b>2 785</b>
	<b>122 649</b>	<b>114 348</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	244	6 262
Créditeurs et autres	6 967	7 149
Dividendes à payer	977	930
Intérêts courus	832	668
Tranche à court terme de la dette à long terme	2 114	1 898
	<b>11 134</b>	<b>16 907</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>4 733</b>	<b>4 520</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>1 164</b>	<b>1 017</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>8 427</b>	<b>7 648</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>52 731</b>	<b>39 645</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>10 497</b>	<b>10 495</b>
	<b>88 686</b>	<b>80 232</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	30 002	28 995
Émises et en circulation : 30 septembre 2023 – 1 037 millions d'actions 31 décembre 2022 – 1 018 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 499	2 499
Surplus d'apport	728	722
Bénéfices non répartis (déficit)	(687)	819
Cumul des autres éléments du résultat étendu	1 100	955
<b>Participations assurant le contrôle</b>	<b>33 642</b>	<b>33 990</b>
<b>Participations sans contrôle</b>	<b>321</b>	<b>126</b>
	<b>33 963</b>	<b>34 116</b>
	<b>122 649</b>	<b>114 348</b>

**Engagements, éventualités et garanties** (note 15)

**Entités à détenteurs de droits variables** (note 16)

**Événement postérieur à la date de clôture** (note 17)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Actions ordinaires</b>				
Solde au début de la période	29 627	26 891	28 995	26 716
Actions émises :				
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	375	—	1 003	—
Exercice d'options sur actions	—	2	4	177
Aux termes d'une offre publique, déduction faite des frais d'émission	—	1 754	—	1 754
Solde à la fin de la période	<b>30 002</b>	28 647	<b>30 002</b>	28 647
<b>Actions privilégiées</b>				
Solde au début de la période	2 499	2 499	2 499	3 487
Rachat d'actions	—	—	—	(988)
Solde 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	728	717	722	729
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	—	3	6	(9)
Solde à la fin de la période	<b>728</b>	720	<b>728</b>	720
<b>Bénéfices non répartis (déficit)</b>				
Solde au début de la période	476	3 254	819	3 773
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	(174)	862	1 435	2 173
Dividendes sur les actions ordinaires	(966)	(912)	(2 874)	(2 681)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(21)	(67)	(70)
Rachat d'actions privilégiées	—	—	—	(12)
Solde à la fin de la période	<b>(687)</b>	3 183	<b>(687)</b>	3 183
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>				
Solde au début de la période	508	(706)	955	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	592	1 430	145	2 158
Solde à la fin de la période	<b>1 100</b>	724	<b>1 100</b>	724
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>				
	<b>33 642</b>	35 773	<b>33 642</b>	35 773
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>				
Solde au début de la période	324	123	126	125
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas	—	—	222	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	1	8	18	28
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	7	8	2	10
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(11)	(9)	(47)	(33)
Solde à la fin de la période	<b>321</b>	130	<b>321</b>	130
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>33 963</b>	35 903	<b>33 963</b>	35 903

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 2022, 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 les états financiers consolidés audités de 2022 contenus dans le rapport annuel de 2022 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 2022 compris dans le rapport annuel de 2022 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 2022, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

### **Programme de sortie d'actifs**

Dans le cadre de son programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars annoncé en 2022, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (Columbia Gas) et Columbia Gulf Transmission, LLC (Columbia Gulf) le 4 octobre 2023. Dans le cadre du processus menant à la vente, la société a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en date du 30 juin 2023. Se reporter à la note 17 « Événement postérieur à la date de clôture » pour obtenir des précisions sur cette transaction de vente.

L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans l'analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition de la société est classée au niveau 3. Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à l'unité d'exploitation Columbia, la société a effectué une analyse des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et elle a 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 a été réduit à moins de 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.

## **2. MODIFICATIONS COMPTABLES**

### **Modifications comptables futures**

#### **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 entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'application anticipée étant permise. La société adoptera les directives sur une base prospective à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2024.

### 3. INFORMATIONS SECTORIELLES

<b>trimestre clos le 30 septembre 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	1 303	1 473	213	715	236	—	3 940
Produits intersectoriels	—	25	—	—	—	(25) <sup>2</sup>	—
	<b>1 303</b>	<b>1 498</b>	<b>213</b>	<b>715</b>	<b>236</b>	<b>(25)</b>	<b>3 940</b>
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	63	48	17	172	—	305
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(1 244)	—	—	—	—	—	(1 244)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(454)	(417)	(28)	(222)	(139)	(11) <sup>2</sup>	(1 271)
Achat de produits de base revendus	—	(26)	—	(145)	(7)	—	(178)
Impôts fonciers	(73)	(114)	—	(29)	(2)	—	(218)
Amortissement	(336)	(222)	(23)	(83)	(26)	—	(690)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>(799)</b>	<b>782</b>	<b>210</b>	<b>253</b>	<b>234</b>	<b>(36)</b>	<b>644</b>
Intérêts débiteurs							(865)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							164
Gains (pertes) de change, montant net							(45)
Intérêts créditeurs et autres							63
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>(39)</b>
(Charge) recouvrement d'impôts							(134)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							<b>(173)</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(1)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>(174)</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(23)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>(197)</b>

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 2 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.

<b>trimestre clos le 30 septembre 2022</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	1 234	1 449	179	691	246	—	3 799
Produits intersectoriels	—	35	—	—	—	(35) <sup>2</sup>	—
	1 234	1 484	179	691	246	(35)	3 799
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	61	39	14	203	—	322
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(450)	(497)	(85)	(201)	(135)	26 <sup>2</sup>	(1 342)
Achat de produits de base revendus	—	—	—	(123)	(5)	—	(128)
Impôts fonciers	(76)	(107)	—	(30)	(1)	—	(214)
Amortissement	(304)	(227)	(20)	(83)	(19)	—	(653)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>409</b>	<b>714</b>	<b>113</b>	<b>268</b>	<b>289</b>	<b>(9)</b>	<b>1 784</b>
Intérêts débiteurs							(666)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							116
Gains (pertes) de change, montant net							(277)
Intérêts créditeurs et autres							35
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>992</b>
(Charge) recouvrement d'impôts							(122)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							<b>870</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(8)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>862</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(21)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>841</b>

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 une provision pour pertes sur créances attendues de 71 millions de dollars relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service.

<b>période de neuf mois close le 30 septembre 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	3 829	4 558	625	1 935	751	—	11 698
Produits intersectoriels	—	76	—	—	22	(98) <sup>2</sup>	—
	3 829	4 634	625	1 935	773	(98)	11 698
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	15	227	52	49	513	—	856
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(1 317)	(1 218)	36	(610)	(459)	24 <sup>2</sup>	(3 544)
Achat de produits de base revendus	—	(26)	—	(331)	(16)	—	(373)
Impôts fonciers	(226)	(348)	—	(89)	(4)	—	(667)
Amortissement	(983)	(693)	(67)	(252)	(66)	—	(2 061)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>(782)</b>	<b>2 576</b>	<b>646</b>	<b>702</b>	<b>741</b>	<b>(74)</b>	<b>3 809</b>
Intérêts débiteurs							(2 418)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							443
Gains (pertes) de change, montant net							231
Intérêts créditeurs et autres							121
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>2 186</b>
(Charge) recouvrement d'impôts							(733)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							<b>1 453</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(18)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>1 435</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(69)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>1 366</b>

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 105 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.

<b>période de neuf mois close le 30 septembre 2022</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	3 497	4 295	487	2 051	606	—	10 936
Produits intersectoriels	—	103	—	—	12	(115) <sup>2</sup>	—
	3 497	4 398	487	2 051	618	(115)	10 936
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	14	199	96	41	385	28 <sup>3</sup>	763
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>4</sup>	(1 246)	(1 320)	(112)	(545)	(397)	99 <sup>2</sup>	(3 521)
Achat de produits de base revendus	—	—	—	(414)	(15)	—	(429)
Impôts fonciers	(227)	(316)	—	(88)	(3)	—	(634)
Amortissement	(886)	(655)	(76)	(244)	(53)	—	(1 914)
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	(571)	—	—	—	—	(571)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>1 152</b>	<b>1 735</b>	<b>395</b>	<b>801</b>	<b>535</b>	<b>12</b>	<b>4 630</b>
Intérêts débiteurs							(1 866)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							254
Gains (pertes) de change, montant net <sup>3</sup>							(317)
Intérêts créditeurs et autres							93
<b>Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>2 794</b>
(Charge) recouvrement d'impôts							(593)
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>							<b>2 201</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(28)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>2 173</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(85)
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>2 088</b>

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 bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains (pertes) de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui étaient entièrement compensés au poste « Gains (pertes) de change, montant net » par les gains (pertes) de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'ils ont été remboursés en totalité à l'échéance.

4 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend une provision pour pertes sur créances attendues de 71 millions de dollars relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service.



## Total de l'actif par secteurs

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Gazoducs – Canada	29 036	27 456
Gazoducs – États-Unis	50 781	50 038
Gazoducs – Mexique	11 552	9 231
Pipelines de liquides	16 355	15 587
Énergie et solutions énergétiques	9 577	8 272
Siège social	5 348	3 764
	<b>122 649</b>	<b>114 348</b>

## 4. PRODUITS

### Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2023 et 2022 :

trimestre clos le 30 septembre 2023						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 296	1 206	113	555	—	3 170
Électricité	—	—	—	—	109	109
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1,2</sup>	7	208	30	1	86	332
	<b>1 303</b>	<b>1 414</b>	<b>143</b>	<b>556</b>	<b>195</b>	<b>3 611</b>
Produits tirés de contrats de location-vente						
Autres produits <sup>3</sup>	—	59	—	159	41	259
	<b>1 303</b>	<b>1 473</b>	<b>213</b>	<b>715</b>	<b>236</b>	<b>3 940</b>

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 7 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 24 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

<b>trimestre clos le 30 septembre 2022</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	1 220	1 072	103	515	—	2 910
Électricité	—	—	—	—	140	140
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1</sup>	14	357	21	—	69	461
	<b>1 234</b>	<b>1 429</b>	<b>124</b>	<b>515</b>	<b>209</b>	<b>3 511</b>
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	55	—	—	55
Autres produits <sup>2</sup>	—	20	—	176	37	233
	<b>1 234</b>	<b>1 449</b>	<b>179</b>	<b>691</b>	<b>246</b>	<b>3 799</b>

1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 14 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.

2 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

<b>période de neuf mois close le 30 septembre 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	3 806	3 709	331	1 529	—	9 375
Électricité	—	—	—	—	342	342
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1,2</sup>	23	656	92	2	300	1 073
	<b>3 829</b>	<b>4 365</b>	<b>423</b>	<b>1 531</b>	<b>642</b>	<b>10 790</b>
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	202	—	—	202
Autres produits <sup>3</sup>	—	193	—	404	109	706
	<b>3 829</b>	<b>4 558</b>	<b>625</b>	<b>1 935</b>	<b>751</b>	<b>11 698</b>

1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 23 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.

2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 73 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

3 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 91 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2022						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	3 444	3 303	396	1 488	—	8 631
Électricité	—	—	—	—	330	330
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1</sup>	53	980	36	3	274	1 346
	3 497	4 283	432	1 491	604	10 307
Produits tirés de contrats de location-vente						
Autres produits <sup>2</sup>	—	—	55	—	—	55
	—	12	—	560	2	574
	3 497	4 295	487	2 051	606	10 936

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 53 millions de dollars tirés des 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 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 90 millions de dollars.

## Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 543	1 907	Débiteurs
Actifs sur contrats	211	155	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	455	355	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats <sup>1</sup>	89	62	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	10	32	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, des produits de 56 millions de dollars (43 millions de dollars en 2022) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture de la période.

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

## Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 30 septembre 2023, 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 22,4 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 1,9 milliard de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2023.

## 5. 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 LP s'élevait à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2022 et a été porté à 3,4 milliards de dollars au 30 septembre 2023 en raison des attentes de la société quant à ses besoins de financement attendus.

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 sur ce prêt postérieurement à la conclusion des ententes modifiées en juillet 2022 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, un montant de 2 020 millions de dollars a été prélevé sur ce prêt et un montant de 250 millions de dollars a été remboursé.

En octobre 2023, un montant additionnel de 125 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné et ce montant sera soumis à un test de dépréciation au cours de périodes futures de présentation de l'information financière, tout comme les prélèvements futurs sur ce prêt.

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

Comme il est prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné seront principalement fournis par TC Énergie, la société a effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable au 30 septembre 2023 et qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable. Par conséquent, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, une charge de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars (1 179 millions de dollars après impôts) et de 2 100 millions de dollars (2 017 millions de dollars après impôts), respectivement, a été comptabilisée au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada, ramenant ainsi à zéro la valeur comptable de la participation dans Coastal GasLink LP et du prêt à une société liée au 30 septembre 2023. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 2 020 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 septembre 2023 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans conforme à l'évaluation de la juste valeur effectuée par la société en date du 31 décembre 2022. Se reporter aux états financiers consolidés de 2022 de TC Énergie pour un complément d'information.

La société demeurera à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP et l'ampleur de toute charge de dépréciation future, le cas échéant, dépendra de l'issue de l'évaluation effectuée à la date de clôture visée.

## 6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

### Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2023 et 2022 ont été de 34 % et de 21 %, respectivement. L'augmentation du taux d'imposition effectif est surtout imputable aux pertes en capital non imposables latentes découlant de la dépréciation de la participation de TC Énergie de Coastal GasLink LP, ce qui a été en partie compensé par le règlement d'avis de cotisation au Mexique et par la partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes qui était non déductible aux fins des impôts en 2022.

## 7. 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 2022, la société a comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales correctives de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent toujours pas être établies. Le coût estimatif de cet incident a été ajusté à 794 millions de dollars en date du 30 juin 2023, à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris, et il n'avait pas varié de ce montant en date du 30 septembre 2023. La détermination du montant reflète certaines hypothèses et, par conséquent, il est raisonnablement possible que la société engage d'autres coûts. Si des coûts devaient être engagés en sus des montants comptabilisés, ils seront évalués en fonction des polices d'assurance existantes de la société. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les montants versés relatifs au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 584 millions de dollars (néant en 2022). Le solde résiduel figurant aux postes « Crédoiteurs et autres » et « Autres passifs à long terme » au bilan consolidé condensé de la société se chiffrait à 216 millions de dollars et à 8 millions de dollars, respectivement, au 30 septembre 2023 (650 millions de dollars et néant, respectivement, au 31 décembre 2022).

Au 30 septembre 2023, le recouvrement attendu des coûts estimatifs restants des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à de 337 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 33 millions de dollars (410 millions de dollars et 240 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2022) et il englobait un montant de 36 millions de dollars comptabilisé au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 qui devrait être recouvré auprès de la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de TC Énergie. Ce montant a été comptabilisé dans les intérêts crédoiteurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la société a reçu un montant de 396 millions de dollars (néant en 2022) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. Des activités de remise en état sont en cours et devraient se poursuivre en 2024.

## 8. BILLETS À PAYER ET DETTE À LONG TERME

### Billets à payer

Le 25 août 2023, TransCanada PipeLines Limited (TCPL) a remboursé intégralement son emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,5 milliard de dollars de 364 jours, portant intérêt à un taux variable, qui avait été contracté en novembre 2022.

Le 31 août 2023, Columbia Pipelines Holdings Company LLC a obtenu une facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie de 1,0 milliard de dollars US qui arrive à échéance en août 2026. Au 30 septembre 2023, la capacité inutilisée se chiffrait à 1,0 milliard de dollars US.

## Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 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>TransCanada Pipelines Limited</b>					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti <sup>1</sup>	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 <sup>2</sup>	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 <sup>2</sup>	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 <sup>2</sup>	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 <sup>2</sup>	400	Variable
<b>Columbia Pipelines Operating Company LLC<sup>3</sup></b>					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
<b>Columbia Pipelines Holding Company LLC<sup>3</sup></b>					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
<b>TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V</b>					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	Janvier 2028	500 US	Variable
<b>Gas Transmission Northwest LLC</b>					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %

1 Cet emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Remboursables à vue à leur valeur nominale en mars 2024 ou en tout temps par la suite.

3 Le 4 octobre 2023, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Il y a lieu de se reporter à la note 17 « Événement postérieur à la date de clôture » pour un complément d'information.

## Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 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>				
	Septembre 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti <sup>1</sup>	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
<b>Nova Gas Transmission Ltd.</b>				
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
<b>TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.</b>				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	120 US	Variable

1 Au deuxième trimestre de 2023, la société a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1 024 millions de dollars US qui a été entièrement prélevé. L'emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Le 16 octobre 2023, TCPL a procédé au remboursement de 625 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis portant intérêt au taux fixe de 3,75 %.

## Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 53 millions de dollars et de 125 millions de dollars, respectivement (5 millions de dollars et 11 millions de dollars, respectivement, en 2022) en lien avec des projets d'investissement.

## 9. ACTIONS ORDINAIRES ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
par action ordinaire	<b>0,93</b>	0,90	<b>2,79</b>	2,70
par action privilégiée de série 1	<b>0,22</b>	0,22	<b>0,65</b>	0,65
par action privilégiée de série 2	<b>0,40</b>	0,21	<b>1,19</b>	0,50
par action privilégiée de série 3	<b>0,11</b>	0,11	<b>0,32</b>	0,32
par action privilégiée de série 4	<b>0,36</b>	0,17	<b>1,07</b>	0,38
par action privilégiée de série 5	<b>0,12</b>	0,12	<b>0,37</b>	0,37
par action privilégiée de série 6	<b>0,41</b>	0,23	<b>1,14</b>	0,48
par action privilégiée de série 7	<b>0,24</b>	0,24	<b>0,73</b>	0,73
par action privilégiée de série 9	<b>0,24</b>	0,24	<b>0,71</b>	0,71
par action privilégiée de série 11	<b>0,21</b>	0,21	<b>0,42</b>	0,42
par action privilégiée de série 15	—	—	—	0,31

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

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

<b>trimestre clos le 30 septembre 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>
Écarts de conversion	412	18	430
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(17)	4	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	18	(3)	15
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	32	(7)	25
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	190	(48)	142
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>635</b>	<b>(36)</b>	<b>599</b>

<b>trimestre clos le 30 septembre 2022</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>
Écarts de conversion	1 430	80	1 510
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(89)	22	(67)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(23)	3	(20)
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	13	2	15
Reclassement dans le bénéfice net de (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	3	(1)	2
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(4)	2	(2)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>1 330</b>	<b>108</b>	<b>1 438</b>

<b>période de neuf mois close le 30 septembre 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>
Écarts de conversion	(72)	9	(63)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	16	(4)	12
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(5)	2	(3)
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	86	(20)	66
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	181	(46)	135
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>206</b>	<b>(59)</b>	<b>147</b>



<b>période de neuf mois close le 30 septembre 2022</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>
Écarts de conversion	1 770	102	1 872
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(100)	25	(75)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(6)	(2)	(8)
Reclassement dans le bénéfice net de (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	37	(7)	30
Reclassement dans le bénéfice net de (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	(2)	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	455	(112)	343
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>2 164</b>	<b>4</b>	<b>2 168</b>

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composantes, déduction faite des impôts, sont les suivantes :

<b>trimestre clos le 30 septembre 2023</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> juillet 2023	(22)	(86)	(44)	660	508
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>1</sup>	410	15	—	147	572
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	25	—	(5)	20
<b>Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net</b>	<b>410</b>	<b>40</b>	<b>—</b>	<b>142</b>	<b>592</b>
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2023</b>	<b>388</b>	<b>(46)</b>	<b>(44)</b>	<b>802</b>	<b>1 100</b>

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite des gains liés à une participation sans contrôle de 7 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023					
(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 2023	441	(109)	(44)	667	955
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>1</sup>	(53)	(3)	—	148	92
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>2</sup>	—	66	—	(13)	53
<b>Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net</b>	<b>(53)</b>	<b>63</b>	<b>—</b>	<b>135</b>	<b>145</b>
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2023</b>	<b>388</b>	<b>(46)</b>	<b>(44)</b>	<b>802</b>	<b>1 100</b>

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite des gains liés à une participation sans contrôle de 2 millions de dollars.
- 2 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 18 millions de dollars (14 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 2023. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats <sup>1</sup>
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	(29)	(10)	(77)	(24)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(3)	(3)	(9)	(13)	Intérêts débiteurs
	(32)	(13)	(86)	(37)	Total avant les impôts
	7	(2)	20	7	(Charge) recouvrement d'impôts
	(25)	(15)	(66)	(30)	Déduction faite des impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	(3)	—	(8)	Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>2</sup>
	—	1	—	2	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	(2)	—	(6)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	1	17	3	Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	(1)	(4)	(1)	(Charge) recouvrement d'impôts
	5	—	13	2	Déduction faite des impôts

- 1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.
- 2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

## 11. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus <sup>1</sup>	23	36	1	2	69	108	2	4
Autres composantes du coût net des prestations <sup>1</sup>								
Coût financier	39	32	4	4	118	94	12	10
Rendement prévu des actifs des régimes	(59)	(59)	(4)	(3)	(176)	(178)	(12)	(10)
Amortissement des (gains actuariels) pertes actuarielles	—	3	—	—	—	8	—	1
Amortissement de l'actif réglementaire	—	3	—	—	—	9	—	1
	(20)	(21)	—	1	(58)	(67)	—	2
<b>Coût net des prestations</b>	<b>3</b>	<b>15</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>41</b>	<b>2</b>	<b>6</b>

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

## 12. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

### Aperçu de la gestion des risques

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

### Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque lié aux contreparties de TC Énergie correspond à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs et à certains recouvrements contractuels, aux actifs disponibles à la vente, à la juste valeur des actifs dérivés, à l'investissement net dans des contrats de location et aux actifs sur contrats.

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 2022 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 sur créances et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

La société a comptabilisé un recouvrement de 2 millions de dollars et de 105 millions de dollars respectivement afférent à la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (charge de 71 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement, en 2022) 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 12 millions de dollars, respectivement (néant et néant, respectivement, en 2022) afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats afférents à certains autres gazoducs du Mexique. Au 30 septembre 2023, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 46 millions de dollars (149 millions de dollars au 31 décembre 2022) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service et à 1 million de dollars (14 millions de dollars au 31 décembre 2022) à l'égard de certains autres gazoducs du Mexique. La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie publiée par un tiers. Les probabilités de défaut ont connu une forte volatilité au cours du premier semestre de 2023, ce qui, conjointement avec la taille et les modalités de l'investissement de la société dans des contrats de location, a donné lieu à des variations importantes de cette provision au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023. L'investissement net de la société dans des contrats de location au 30 septembre 2023 comprenait le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes, qui a été mis en service en août 2023.

Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, la société n'avait aucune perte sur créances significative au 30 septembre 2023 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. La société n'avait aucune exposition directe aux banques régionales américaines ayant fait faillite au début de 2023. Toutefois, elle continue de surveiller les répercussions potentielles que ces faillites pourraient avoir sur son portefeuille de contreparties du secteur financier.

### 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 septembre 2023		31 décembre 2022	
	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2023 à 2024)	(2)	1 600 US	(22)	3 600 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2023 à 2025)	(7)	300 US	(5)	300 US
	(9)	1 900 US	(27)	3 900 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 septembre 2023	31 décembre 2022
Montant nominal	31 100 (23 000 US)	32 500 (24 000 US)
Juste valeur	28 300 (20 900 US)	30 800 (22 700 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. La valeur comptable de certains 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. Ces instruments sont classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs, exception faite des titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1.

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

### Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023		31 décembre 2022	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme <sup>1,2</sup>	(54 845)	(51 194)	(41 543)	(39 505)
Billets subordonnés de rang inférieur	(10 497)	(9 106)	(10 495)	(9 415)
	(65 342)	(60 300)	(52 038)	(48 920)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 1,8 milliard de dollars US (1,6 milliard de dollars US au 31 décembre 2022) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comprend des gains latents de 86 millions de dollars et de 99 millions de dollars, respectivement (gains latents de 73 millions de dollars et de 71 millions de dollars, respectivement, en 2022) 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 sur la dette à long terme d'un montant de 1,8 milliard de dollars US au 30 septembre 2023 (1,6 milliard de dollars US au 31 décembre 2022). 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 septembre 2023		31 décembre 2022	
	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	1	36	—	54
Échéant entre 1 an et 5 ans	12	246	—	106
Échéant entre 5 et 10 ans	1 233	—	1 153	—
Échéant à plus de 10 ans	76	—	77	—
Juste valeur des titres de participation <sup>2,4</sup>	814	—	749	—
	<b>2 136</b>	<b>282</b>	<b>1 979</b>	<b>160</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 Ces titres sont classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Ces titres sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023		30 septembre 2022	
	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 (pertes) net(te)s latent(e)s				
du trimestre clos	(87)	(3)	—	(2)
de la période de neuf mois close	8	1	(300)	(8)
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s <sup>3</sup>				
du trimestre clos	(1)	—	(10)	—
de la période de neuf mois close	(18)	—	(26)	—

- 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 recouverts 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 recouverts 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 septembre 2023 (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>	5	—	—	1 273	1 278
Change	—	—	2	33	35
	5	—	2	1 306	1 313
Autres actifs à long terme					
Produits de base <sup>2</sup>	5	—	—	134	139
Change	—	—	—	13	13
	5	—	—	147	152
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>10</b>	<b>—</b>	<b>2</b>	<b>1 453</b>	<b>1 465</b>
Créditeurs et autres					
Produits de base <sup>2</sup>	(11)	—	—	(1 189)	(1 200)
Change	—	—	(8)	(54)	(62)
Taux d'intérêt	—	(34)	—	—	(34)
	(11)	(34)	(8)	(1 243)	(1 296)
Autres passifs à long terme					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	(105)	(105)
Change	—	—	(3)	(5)	(8)
Taux d'intérêt	—	(129)	—	—	(129)
	—	(129)	(3)	(110)	(242)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(11)</b>	<b>(163)</b>	<b>(11)</b>	<b>(1 353)</b>	<b>(1 538)</b>
<b>Total des dérivés</b>	<b>(1)</b>	<b>(163)</b>	<b>(9)</b>	<b>100</b>	<b>(73)</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.



au 31 décembre 2022					
(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>	—	—	—	597	597
Change	—	—	6	11	17
	—	—	6	608	614
Autres actifs à long terme					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	62	62
Change	—	—	2	15	17
Taux d'intérêt	—	12	—	—	12
	—	12	2	77	91
<b>Total des actifs dérivés</b>	—	12	8	685	705
Créditeurs et autres					
Produits de base <sup>2</sup>	(72)	—	—	(584)	(656)
Change	—	—	(31)	(158)	(189)
Taux d'intérêt	—	(26)	—	—	(26)
	(72)	(26)	(31)	(742)	(871)
Autres passifs à long terme					
Produits de base <sup>2</sup>	(2)	—	—	(75)	(77)
Change	—	—	(4)	(20)	(24)
Taux d'intérêt	—	(50)	—	—	(50)
	(2)	(50)	(4)	(95)	(151)
<b>Total des passifs dérivés</b>	(74)	(76)	(35)	(837)	(1 022)
<b>Total des dérivés</b>	(74)	(64)	(27)	(152)	(317)

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 septembre 2023	31 décembre 2022	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Dettes à long terme	(2 273)	(2 101)	163	64

1 Au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022, 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 présentent comme suit :

au 30 septembre 2023						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net <sup>1,2</sup>	8 550	73	2	125	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	5 622	1 800
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	19 000	—
Dates d'échéance	2023-2044	2023-2029	2023-2024	2023	2023-2026	2030-2034

- 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.
- 2 En 2023, la société a conclu des contrats en visant la vente de 50 MW d'électricité à compter de 2025, dont la durée varie de 15 à 20 ans, provenant de sources renouvelables déterminées dans la province de l'Alberta.

au 31 décembre 2022						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt	
Ventes (achats), montant net <sup>1</sup>	673	(96)	11	—	—	
Millions de dollars US	—	—	—	5 997	1 600	
Millions de pesos mexicains	—	—	—	9 747	—	
Dates d'échéance	2023-2026	2023-2027	2023-2024	2023-2026	2030-2032	

- 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 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		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	30 septembre	30 septembre	30 septembre
	2023	2022	2023	2022

### Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup>

Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période

Produits de base	(17)	42	113	(16)
Change	(40)	(283)	142	(321)

Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période

Produits de base	249	165	579	561
Change	(29)	(1)	110	27

### Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période

Produits de base	(8)	(21)	(20)	(39)
Taux d'intérêt	(13)	2	(29)	—

- 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 10) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>				
Produits de base	18	(23)	(5)	(42)
Taux d'intérêt	—	—	—	36
	18	(23)	(5)	(6)

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Couvertures de la juste valeur</b>				
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>				
Éléments couverts	(24)	(10)	(70)	(12)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(13)	1	(29)	2
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>				
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>	(29)	(10)	(77)	(24)
Taux d'intérêt <sup>1</sup>	(3)	(3)	(9)	(13)

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

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

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

4 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.

au 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation <sup>1</sup>	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 417	(1 172)	245
Change	48	(34)	14
	1 465	(1 206)	259
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 305)	1 172	(133)
Change	(70)	34	(36)
Taux d'intérêt	(163)	—	(163)
	(1 538)	1 206	(332)

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

au 31 décembre 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation <sup>1</sup>	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	659	(591)	68
Change	34	(33)	1
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	705	(628)	77
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(733)	591	(142)
Change	(213)	33	(180)
Taux d'intérêt	(76)	4	(72)
	(1 022)	628	(394)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2023, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 133 millions de dollars et des lettres de crédit de 96 millions de dollars (respectivement de 138 millions de dollars et de 68 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au 30 septembre 2023, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 31 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 10 millions de dollars au 31 décembre 2022).

### Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2023, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 4 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2022), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2023, 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 septembre 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>
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	1 159	245	13	1 417
Change	—	48	—	48
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(1 080)	(201)	(24)	(1 305)
Change	—	(70)	—	(70)
Taux d'intérêt	—	(163)	—	(163)
	<b>79</b>	<b>(141)</b>	<b>(11)</b>	<b>(73)</b>

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023.

En 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.

<b>au 31 décembre 2022</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>
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	515	142	2	659
Change	—	34	—	34
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(478)	(242)	(13)	(733)
Change	—	(213)	—	(213)
Taux d'intérêt	—	(76)	—	(76)
	<b>37</b>	<b>(343)</b>	<b>(11)</b>	<b>(317)</b>

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Solde au début de la période	(16)	(15)	(11)	(6)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)	6	(3)	1	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	1	(1)	—	(2)
Transferts vers le niveau 2	(2)	2	(1)	2
Règlements	—	1	—	1
<b>Solde à la fin de la période<sup>1</sup></b>	<b>(11)</b>	<b>(16)</b>	<b>(11)</b>	<b>(16)</b>

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les produits comprenaient des gains latents de 6 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2023 (pertes latentes de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars, respectivement, en 2022).

## 13. ACQUISITIONS

### Parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, TC Énergie a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW (« Fluvanna ») situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le 14 juin 2023, la société a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW (« Blue Cloud ») situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Les actifs Fluvanna et Blue Cloud comportent des investisseurs en avantages fiscaux qui détiennent 100 % des participations de catégorie A et auquel un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué.

TC Énergie a déterminé qu'elle détient une participation financière conférant le contrôle dans les deux projets et elle a consolidé les entités acquises en tant qu'entités comportant droit de vote. La participation des investisseurs en avantages fiscaux a été comptabilisée à titre de participations sans contrôle d'une juste valeur estimée de 106 millions de dollars (80 millions de dollars US) pour Fluvanna et de 116 millions de dollars (87 millions de dollars US) pour Blue Cloud. Ces transactions sont comptabilisées comme des acquisitions d'actifs et, par conséquent, elle n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'un écart d'acquisition.

TC Énergie a déterminé que le recours à la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, qui permet de répartir le bénéfice entre la société et les investisseurs en avantages fiscaux, était appropriée étant donné que le bénéfice, les attributs fiscaux et les flux de trésorerie générés par Fluvanna et par Blue Cloud sont répartis entre les détenteurs de participations de catégories A et B sur une base autre que le pourcentage de participation. La société calcule le bénéfice qu'elle tire de ces projets par application de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, selon la façon dont les projets répartiraient et distribueraient leur trésorerie si les actifs nets étaient vendus à leur valeur comptable à la date de présentation de l'information financière aux termes des dispositions des conventions d'avantages fiscaux.

## 14. SCISSION PROPOSÉE

### Scission proposée des activités liées aux pipelines de liquides

Le 27 juillet 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 « transaction ») et, le 8 novembre 2023, la société a indiqué que la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommerait South Bow Corporation. La transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour les actionnaires canadiens et américains de TC Énergie. En plus de l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, la transaction est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, de l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et du respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. TC Énergie prévoit que la transaction sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la transaction proposée, les actionnaires de TC Énergie conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de South Bow Corporation. Le nombre d'actions ordinaires de South Bow Corporation devant être distribuées aux actionnaires de TC Énergie sera déterminé avant la clôture de la transaction proposée.

Pour le trimestre et la période neuf mois clos le 30 septembre 2023, la société a engagé des coûts de scission avant impôts de 15 millions de dollars (11 millions de dollars après impôts) à l'égard de la transaction, ce qui comprend des coûts de scission afférents aux employés, des honoraires juridiques, des honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que d'autres honoraires de consultation.

## 15. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

### Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,3 milliard de dollars au 30 septembre 2023 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2022, en raison de la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités, ce qui a été compensé en partie par de nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction du gazoduc Southeast Gateway et d'autres projets d'investissement.

### Éventualités

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites dans le cours normal des activités, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

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

Le 30 juin 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision à l'encontre de TC Énergie et d'autres défendeurs cités dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« Columbia ») relativement à l'acquisition de Columbia par TC Énergie en juillet 2016. Le tribunal a déterminé que le chef de la direction et le chef des finances de Columbia d'alors ont manqué à leurs obligations fiduciaires et ont omis de faire des déclarations importantes et que TC Énergie était au courant et a tiré profit de ces manquements. Le tribunal a accordé aux actionnaires des dommages-intérêts de 1 \$ US par action. Le montant définitif des dommages-intérêts reste à déterminer, mais il devrait être de l'ordre de 400 millions de dollars US, auquel s'ajouteront les intérêts au taux prévu par la loi. L'obligation à l'égard de ces dommages-intérêts reviendra aux anciens hauts-dirigeants de Columbia et à TC Énergie aux termes d'une procédure ultérieure devant le tribunal qui déterminera la responsabilité proportionnelle et tiendra compte du règlement précédent. Tant que cette répartition n'est pas établie, le montant dont la responsabilité reviendra à TC Énergie ne peut être raisonnablement estimé. Par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 septembre 2023.



La responsabilité à l'égard du montant total des dommages-intérêts n'incombera pas à TC Énergie. Toutefois, sa quote-part ne sera connue que lorsque l'audience sur la répartition de la responsabilité aura pris fin. La société est en profond désaccord avec la décision et elle prévoit faire appel une fois que le jugement final aura été rendu et que la répartition aura été établie. À la suite d'une action intentée en 2016 relativement aux droits d'évaluation, le même tribunal avait auparavant confirmé que le montant de 25,50 \$ US par action qu'a payé TC Énergie aux actionnaires de Columbia représentait la juste valeur.

## Garanties

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

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Échéance	30 septembre 2023		31 décembre 2022	
		Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	100	—	100	—
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2043	80	3	81	3
		<b>268</b>	<b>3</b>	269	3

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

## 16. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

### EDDV consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	47	60
Débiteurs	79	98
Stocks	34	32
Autres actifs à court terme	11	14
	171	204
<b>Immobilisations corporelles</b>	4 142	3 997
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	703	748
<b>Actifs réglementaires</b>	7	—
<b>Écart d'acquisition</b>	450	449
	5 473	5 398
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs et autres	203	234
Intérêts courus	23	18
Tranche à court terme de la dette à long terme	72	31
	298	283
<b>Passifs réglementaires</b>	84	78
<b>Autres passifs à long terme</b>	9	1
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	16	16
<b>Dette à long terme</b>	2 133	2 136
	2 540	2 514

## 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 septembre 2023	31 décembre 2022
<b>Risque figurant au bilan</b>		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	6 274	5 783
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 124	1 148
<b>Risque hors bilan<sup>1</sup></b>		
Bruce Power	1 728	2 025
Coastal GasLink <sup>2</sup>	1 355	3 300
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	58
<b>Risque maximal de perte</b>	<b>10 539</b>	<b>12 314</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 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 septembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 375 millions de dollars (1 262 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, un montant de 2 020 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 1 355 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

## 17. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

### Monétisation de Columbia Gas et Columbia Gulf

Le 4 octobre 2023, TC Énergie a mené à terme la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners (GIP) pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). Columbia Gas et Columbia Gulf sont détenues par une entité nouvellement constituée en partenariat avec GIP. Avant la clôture de la vente, Columbia Pipelines Operating Company LLC et Columbia Pipelines Holding Company LLC ont émis, le 8 août 2023, des titres d'emprunt de premier rang non garantis à long terme de 4,6 milliards de dollars US et de 1,0 milliard de dollars US, respectivement, dont la totalité du produit a été versée à TCPL. Le produit net de ces placements a été affecté au remboursement des dettes intersociétés à l'égard de TC Énergie ainsi qu'à la réduction de la dette. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Billets à payer et dette à long terme » pour un complément d'information.

La société détient toujours une participation donnant le contrôle dans Columbia Gas et Columbia Gulf et elle demeure l'exploitant de ces gazoducs. TC Énergie et GIP financeront chacune leur quote-part des dépenses en immobilisations annuelles visant la maintenance, la modernisation et les projets de croissance approuvés au moyen des flux de trésorerie générés en interne, des financements par emprunt par les entités de Columbia ou d'apports proportionnels de leur part.