

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2024

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	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice				
Produits	4 083	3 940	12 411	11 698
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
par action ordinaire – de base	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$
BAlIA comparable ¹	2 791	2 632	8 575	7 881
Résultat comparable	1 074	1 035	3 336	3 249
par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	3,21 \$	3,16 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 915	1 824	5 612	5 408
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 915	1 755	6 225	5 575
Dépenses d'investissement ²	2 109	3 289	5 597	9 313
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(302)
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,96 \$	0,93 \$	2,88 \$	2,79 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 038	1 035	1 038	1 028
– émises et en circulation à la fin de la période	1 038	1 037	1 038	1 037

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

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

Rapport de gestion

Le 6 novembre 2024

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, 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 2024, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2023. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2023. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») et de la transition énergétique;
- 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 réglementaires et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques en matière de durabilité;
- l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, et les répercussions s'y rapportant.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2023.

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

Toute décision d'ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Nous effectuons des ajustements au titre des éléments particuliers suivants :

- les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- les provisions pour moins-value et les ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- les règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, les règlements dans le cadre de faillites et les autres règlements, y compris les règlements non récurrents avec des tiers;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration, y compris les coûts liés au projet Focus, à la scission et au transfert de la propriété du réseau de NGTL de Nova Gas Transmission Ltd. (« NGTL Ltd. ») à NGTL GP Ltd. (« NGTL GP »), au nom de NGTL Limited Partnership (« NGTL LP ») (le « transfert de la propriété du réseau de NGTL »);

- les ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques de Bruce Power et à ses fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des produits de base.

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

Au cours du troisième trimestre de 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité en procédant à la scission, qui a été menée à terme le 1^{er} octobre 2024. Une équipe chargée de la gestion de la scission a été mise sur pied afin d'assurer la coordination et la gouvernance entre les deux entités, ainsi que l'élaboration d'une convention de scission et d'une convention de services de transition. Les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent les coûts internes se rapportant à la scission, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit et les autres honoraires de consultation, ainsi que les charges financières nettes se rapportant aux titres d'emprunt émis et aux fonds entiercés, qui sont comptabilisés dans les résultats de nos secteurs Pipelines de liquides et Siège social. Ces éléments ont été exclus des mesures comparables puisque nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes courantes.

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

En 2023, nous avons comptabilisé un montant au titre des coûts des mesures environnementales correctives se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Une tranche de ce produit d'assurance provient de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive, ce qui a eu une incidence sur le bénéfice net inscrit dans les résultats financiers consolidés de TC Énergie pour le deuxième trimestre de 2023. Ce montant a été exclu des mesures comparables puisqu'il ne reflète pas nos activités sous-jacentes courantes.

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

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

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

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

BAIIA comparable et BAIL comparable

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables » plus haut. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des (gains) pertes de change, les intérêts créditeurs et autres, la charge (le recouvrement) d'impôts, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées inscrits à notre état consolidé condensé des résultats, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire.

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées dans nos états financiers consolidés de 2023. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables » plus haut. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Dépenses en immobilisations nettes

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

Résultats consolidés

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023	2024	2023
Gazoducs – Canada	495	(799)	1 510	(782)
Gazoducs – États-Unis	1 330	782	3 135	2 576
Gazoducs – Mexique	237	210	715	646
Pipelines de liquides	240	253	826	702
Énergie et solutions énergétiques	354	234	826	741
Siège social	(37)	(36)	(121)	(74)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	2 619	644	6 891	3 809
Intérêts débiteurs	(878)	(865)	(2 558)	(2 418)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	210	164	551	443
Gains (pertes) de change, montant net	(38)	(45)	(78)	231
Intérêts créditeurs et autres	89	63	235	121
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	2 002	(39)	5 041	2 186
(Charge) recouvrement d'impôts	(351)	(134)	(844)	(733)
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(168)	(1)	(498)	(18)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 483	(174)	3 699	1 435
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(76)	(69)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 1 654 millions de dollars, ou de 1,59 \$ par action ordinaire, et de 2 257 millions de dollars, ou de 2,16 \$ par action ordinaire, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux mêmes périodes en 2023. Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

Résultats de 2024

- un gain de 456 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, découlant de la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») finalisée le 15 août 2024;
- un gain de 63 millions de dollars après impôts, au deuxième trimestre de 2024, découlant de la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- une charge de 4 millions de dollars après impôts et un recouvrement de 13 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite des participations sans contrôle;
- une charge de 56 millions de dollars et de 95 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- des coûts de 42 millions de dollars après impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL;

- une charge de 26 millions de dollars après impôts au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers au premier trimestre de 2024;
- une charge de 16 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, découlant de la cession d'actifs et des activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 12 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures;
- une charge de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, se rapportant aux coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nette de 52 millions de dollars et de néant après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite des participations sans contrôle.

Résultats de 2023

- une charge de dépréciation de 1 179 millions de dollars et de 2 017 millions de dollars après impôts, 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 »);
- 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 au cours de périodes antérieures, 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 14 millions de dollars et de 39 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, se rapportant aux coûts liés au projet Focus;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance au deuxième trimestre de 2023 se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- une charge de 11 millions de dollars après impôts se rapportant aux coûts de scission de nos activités liées aux pipelines de liquides engagés au troisième trimestre de 2023 en lien avec la scission;
- 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;
- des gains de change latents nets de 20 millions de dollars et de 11 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement de 80 millions de dollars après impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
Postes particuliers (après les impôts) :				
(Gain) perte sur la vente de PNGTS	(456)	—	(456)	—
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	—	(63)	—
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	4	—	(13)	(80)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	56	11	95	11
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	42	—
Règlement avec un tiers	—	—	26	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	16	—	16	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	12	—	12	48
Coûts liés au projet Focus	3	14	11	39
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	52	(20)	—	(11)
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	1 179	—	2 017
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	2	—	10
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(6)	6	(5)	—
Activités de gestion des risques ¹	(64)	40	48	(187)
Résultat comparable	1 074	1 035	3 336	3 249
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$
Postes particuliers (après les impôts) :				
(Gain) perte sur la vente de PNGTS	(0,44)	—	(0,44)	—
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	—	(0,06)	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	0,01	—	(0,01)	(0,08)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	0,05	0,01	0,09	0,01
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	0,04	—
Règlement avec un tiers	—	—	0,03	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	0,01	—	0,01	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	0,01	—	0,01	0,05
Coûts liés au projet Focus	—	0,01	0,01	0,04
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	0,05	(0,02)	—	(0,01)
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	1,14	—	1,96
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	0,03
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	—	0,01
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	0,01	—	—
Activités de gestion des risques	(0,06)	0,04	0,04	(0,18)
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	3,21 \$	3,16 \$

1 Activités de gestion des risques	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2024	2023	2024	2023
(en millions de dollars)				
Gazoducs – États-Unis	(13)	36	(76)	109
Pipelines de liquides	31	(59)	67	(54)
Installations énergétiques au Canada	7	(4)	67	(25)
Installations énergétiques aux États-Unis	3	4	(8)	5
Stockage de gaz naturel	33	12	(37)	73
Change	24	(40)	(78)	142
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(21)	11	17	(63)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	64	(40)	(48)	187

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		périodes de neuf mois closes les	
	2024	2023	2024	2023
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	845	781	2 537	2 301
Gazoducs – États-Unis	1 002	968	3 311	3 160
Gazoducs – Mexique	265	232	765	597
Pipelines de liquides	360	398	1 095	1 078
Énergie et solutions énergétiques	326	256	873	754
Siège social	(7)	(3)	(6)	(9)
BAIIA comparable	2 791	2 632	8 575	7 881
Amortissement	(713)	(690)	(2 149)	(2 061)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(836)	(865)	(2 516)	(2 413)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	210	164	551	443
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(33)	(25)	(41)	78
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	61	63	207	157
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(235)	(220)	(758)	(749)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(145)	(1)	(457)	(18)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(76)	(69)
Résultat comparable	1 074	1 035	3 336	3 249
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	3,21 \$	3,16 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2024 et de 2023

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2024 a été supérieur de 159 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus importants de Bruce Power, en raison de l'accroissement de la production et du prix contractuel plus élevé, en partie contrebalancés par la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel pour les installations énergétiques au Canada et de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires;
- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs du réseau de NGTL et de Foothills;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'incidence de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts moins importante, ainsi que du résultat supplémentaire dégagé par le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes mis en service en août 2023;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, aux ventes contractuelles supplémentaires et à la quote-part du bénéfice plus élevée, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation et la diminution du résultat imputable à la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- le BAIIA moins élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides, partiellement compensée par la hausse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a diminué de 2 millions de dollars US par rapport à celui de 2023 et il a été converti au taux de 1,36 en 2024, contre 1,34 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a été supérieur de 694 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs du réseau de NGTL et de Foothills;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'incidence de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts moins importante, ainsi que du résultat supplémentaire dégagé par le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes mis en service au troisième trimestre de 2023;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus importants de Bruce Power, en raison du prix contractuel plus élevé et de l'accroissement de la production, en partie contrebalancés par la hausse des coûts d'exploitation et d'amortissement, à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et aux apports plus importants de nos activités de commercialisation aux États-Unis, en partie contrebalancés par la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel pour les installations énergétiques au Canada et de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis en raison du résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, des ventes contractuelles supplémentaires et de la quote-part du bénéfice plus élevée, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation et la diminution du résultat suivant la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, partiellement contrée par la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides;

- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a augmenté de 204 millions de dollars US par rapport à celui de 2023; il a été converti au taux de 1,36 en 2024, contre 1,35 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2024 et de 2023

Le résultat comparable a augmenté de 39 millions de dollars, ou de 0,03 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 comparativement à celui de la même période en 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et dans Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à l'augmentation du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, et à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, contrebalancées en partie par l'incidence de l'exposition au change au Mexique;
- l'incidence des activités de couverture menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos et les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses affectées au projet de gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par les projets mis en service;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable surtout à la diminution des emprunts à court terme et à la hausse des intérêts capitalisés, contrebalancées en partie par l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US et les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus.

Le résultat comparable a augmenté de 87 millions de dollars, ou de 0,05 \$ par action ordinaire, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 comparativement à celui de la même période en 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024;
- l'incidence des activités de couverture menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par la réévaluation en dollars US de nos passifs monétaires nets libellés en pesos, par les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et par le gain net réalisé sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US, contrebalancées en partie par la diminution des emprunts à court terme et la hausse des intérêts capitalisés;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets ainsi que des acquisitions des parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») en 2023;

- la charge d'impôts plus élevée attribuable surtout à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et à l'augmentation du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, contrebalancées essentiellement par l'incidence de l'exposition au change au Mexique et la baisse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses affectées au projet de gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par les projets mis en service;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2023.

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

Dans l'ensemble, les perspectives relatives à notre BAIIA comparable et à notre résultat comparable par action ordinaire pour 2024 demeurent conformes à celles énoncées dans notre rapport annuel de 2023 et elles tiennent compte désormais de l'incidence de la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une entité cotée en bourse distincte.

Nous continuons de surveiller les développements visant les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires afin de détecter toute conséquence éventuelle sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action ordinaire pour 2024.

Dépenses en immobilisations consolidées

Le total de nos dépenses en immobilisations pour 2024 devrait être inférieur à la fourchette présentée dans notre rapport annuel de 2023 en raison de la progression de notre programme d'investissement et de l'accent constamment mis sur l'optimisation des coûts. Nous devrions engager des dépenses en immobilisations brutes se situant entre 8,1 et 8,4 milliards de dollars, avant les ajustements au titre des participations sans contrôle. Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations nettes se chiffreront entre 7,4 et 7,7 milliards de dollars en 2024, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables aux participations sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées qui devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets devraient contribuer à nous rapprocher de notre objectif de réduire notre propre empreinte carbone et celle de nos clients.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 31 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

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

Par suite de la scission, les capitaux engagés afférents aux activités liées aux pipelines de liquides sont, depuis le 1^{er} octobre 2024, du ressort de South Bow Corporation (« South Bow ») et ils seront retirés du carnet de projets garantis pour les périodes de présentation ultérieures. Au 30 septembre 2024, notre programme d'investissement se rapportant à nos activités liées aux pipelines de liquides atteignait environ 0,5 milliard de dollars.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, nous avons mis en service des projets visant la capacité des gazoducs totalisant environ 1,2 milliard de dollars dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 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 2023. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Bien que chaque unité d'exploitation comporte aussi des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels porteront ses activités d'expansion continue, de nouvelles possibilités seront envisagées par l'entremise de notre cadre de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis plus bas. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des mises à jour sur nos projets garantis et nos projets en cours d'aménagement.

Projets garantis

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

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 30 septembre 2024
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL	2024	0,7	0,6
	2025	0,1	—
	2026+	1,0	0,1
Gazoduc Coastal GasLink ^{1,2}	2024/2028	5,5	4,8
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,3	0,5
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation et autres ³	2024-2026	1,5 US	1,1 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,3 US	0,4 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	—
Autres investissements	2024-2028	1,5 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,5 US	0,7 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁵	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,0 US	3,5 US
Pipelines de liquides			
Projet de raccordement Blackrod	2026	0,3	0,1
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2024-2026	0,2	0,1
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	0,8
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 4	2028	0,9	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁶	2024-2027	1,8	0,9
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁷	2024-2026	0,5	0,1
		26,9	14,9
Incidence du change sur les projets garantis ⁸		4,4	2,3
Total des projets garantis (en dollars CA)		31,3	17,2

- 1 Les travaux mécaniques ont été achevés en novembre 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LNG Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gazoducs – Canada » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.
- 2 Le coût estimatif du projet représente notre quote-part des apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, dont environ 50 millions de dollars pour le projet Cedar Link.
- 3 Comprend 100 % des dépenses en immobilisations liées à notre programme de modernisation à Columbia Gas ainsi qu'à un grand nombre de projets de maintenance dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière et du moment des recouvrements réglementaires.
- 4 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions en suspens relatives aux parties prenantes. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.
- 5 Coûts estimatifs des projets conformément aux dispositions prévues dans les contrats en 2022 selon l'alliance stratégique de TGNH avec la CFE. Nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future et d'une révision des coûts estimés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.
- 6 Reflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production.
- 7 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques et à d'autres actifs.
- 8 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,35 au 30 septembre 2024.

Gazoducs – Canada

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)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Réseau de NGTL	598	546	1 797	1 621
Réseau principal au Canada	193	199	576	578
Autres gazoducs au Canada ¹	54	36	164	102
BAIIA comparable	845	781	2 537	2 301
Amortissement	(350)	(336)	(1 037)	(983)
BAIL comparable	495	445	1 500	1 318
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	—	—	10	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	(1 244)	—	(2 100)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	495	(799)	1 510	(782)

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 s'est élevé à 495 millions de dollars, en regard de pertes sectorielles de 799 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'est chiffré à 1 510 millions de dollars, comparativement à des pertes sectorielles de 782 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Ces montants comprennent les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- un gain de 10 millions de dollars avant impôts sur la vente d'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- une charge de dépréciation de 1 244 millions de dollars et de 2 100 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	193	191	585	572
Réseau principal au Canada	61	58	176	169
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			19 342	18 843
Réseau principal au Canada			3 664	3 685

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 2 millions de dollars et de 13 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil précisé ainsi qu'un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 a augmenté de 3 millions de dollars et de 7 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement portant sur le réseau principal pour la période de 2021 à 2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 64 millions de dollars et de 236 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

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

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 14 millions de dollars et de 54 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, reflétant surtout l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du 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	
	2024	2023	2024	2023
Columbia Gas ¹	372	359	1 176	1 113
ANR	138	147	464	473
Columbia Gulf ¹	57	49	178	157
Great Lakes	38	38	148	123
GTN	44	54	138	154
Portland ^{1, 2}	14	23	66	77
Autres gazoducs aux États-Unis ³	71	52	265	251
BAIIA comparable	734	722	2 435	2 348
Amortissement	(169)	(167)	(522)	(516)
BAII comparable	565	555	1 913	1 832
Incidence du change	206	191	688	635
BAII comparable (en dollars CA)	771	746	2 601	2 467
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente de PNGTS	572	—	572	—
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	—	—	38	—
Activités de gestion des risques	(13)	36	(76)	109
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	1 330	782	3 135	2 576

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

2 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 548 millions de dollars et de 559 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un gain de 572 millions de dollars avant impôts sur la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- un gain de 38 millions de dollars avant impôts sur la vente d'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

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

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 12 millions de dollars US et de 87 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire tiré des projets de croissance et de modernisation mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à ANR et à Great Lakes;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois et de Northern Border;
- la diminution du bénéfice attribuable aux charges d'exploitation plus élevées, qui reflètent l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi qu'à la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service;
- la diminution du résultat par suite de la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 2 millions de dollars US et de 6 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison des nouveaux projets mis en service.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du 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	
	2024	2023	2024	2023
TGNH ^{1,2}	62	58	186	171
Topolobampo	40	40	118	119
Guadalajara	14	16	44	49
Mazatlán	17	21	51	54
Sur de Texas ³	62	38	164	50
BAIIA comparable	195	173	563	443
Amortissement	(17)	(17)	(51)	(50)
BAIL comparable	178	156	512	393
Incidence du change	64	53	184	137
BAIL comparable (en dollars CA)	242	209	696	530
Poste particulier :				
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique ²	(5)	1	19	116
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	237	210	715	646

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

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

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 27 millions de dollars et de 69 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023 et il comprend une perte latente de 5 millions de dollars et un recouvrement latent de 19 millions de dollars, respectivement (recouvrement de 1 million de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, en 2023) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 22 millions de dollars US et de 120 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023 par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

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

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 est demeuré généralement stable par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023.

Pipelines de liquides

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Réseau d'oléoducs Keystone	344	379	1 048	1 028
Pipelines en Alberta ¹	18	18	52	53
Autres	(2)	1	(5)	(3)
BAIIA comparable	360	398	1 095	1 078
Amortissement	(87)	(83)	(258)	(252)
BAIL comparable	273	315	837	826
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(28)	—	(42)	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(21)	—	(21)	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(15)	—	(15)	(57)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(3)	—	(13)
Activités de gestion des risques	31	(59)	67	(54)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	240	253	826	702
BAIIA comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	100	97	294	282
Dollars US	190	226	589	592
Incidence du change	70	75	212	204
BAIIA comparable	360	398	1 095	1 078

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 13 millions de dollars et augmenté de 124 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de 28 millions de dollars et de 42 millions de dollars avant impôts engagée au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (néant en 2023) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge de 21 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, afférente à la cession d'actifs et aux activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 15 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, (néant et 57 millions de dollars, respectivement, en 2023) découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures;
- 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, se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

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

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides a diminué de 38 millions de dollars et augmenté de 17 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides, en raison du commencement de l'acheminement de la capacité de sortie supplémentaire à partir du BSOC;
- la diminution des volumes non visés par des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone au cours du troisième trimestre de 2024 par rapport à la période correspondante de 2023;
- l'augmentation des volumes non visés par des contrats au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 par rapport à la période correspondante de 2023 en raison des répercussions sur la capacité de l'incident survenu à la borne kilométrique 14 en 2023;
- le débit plus élevé sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone découlant de la hausse des volumes contractuels.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars et de 6 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, ce qui est attribuable principalement au raffermissement du dollar américain.

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	
	2024	2023	2024	2023
Bruce Power ¹	282	178	613	512
Installations énergétiques au Canada	51	74	219	256
Stockage de gaz naturel et autres ²	(7)	4	41	(14)
BAIIA comparable	326	256	873	754
Amortissement	(22)	(26)	(75)	(66)
BAII comparable	304	230	798	688
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	7	(8)	6	—
Activités de gestion des risques	43	12	22	53
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	354	234	826	741

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

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 120 millions de dollars et de 85 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

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

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 70 millions de dollars et de 119 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des apports de Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé et de l'accroissement de la production, facteurs en partie contrés par l'augmentation des charges d'exploitation et des coûts d'amortissement. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- les résultats financiers à la baisse des installations énergétiques au Canada, essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu des coûts moindres en carburant sous forme de gaz naturel, partiellement neutralisée par les apports à la hausse des activités de négociation au deuxième trimestre de 2024;
- la diminution du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres, pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, attribuable essentiellement à la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires. Les résultats financiers plus élevés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 témoignent de l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et de l'apport plus important de nos activités de commercialisation aux États-Unis, contrebalancés en partie par la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, suivant la révision des hypothèses formulées concernant la durée de vie utile de nos parcs éoliens au Texas en 2024 et a augmenté de 9 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de l'acquisition des parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023.

BRUCE POWER

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits ¹	608	474	1 620	1 453
Charges d'exploitation	(233)	(211)	(730)	(686)
Amortissement et autres	(93)	(85)	(277)	(255)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	282	178	613	512
Bruce Power – données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3, 4}	98 %	94 %	89 %	94 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	—	15	160	28
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	8	9	29	47
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	5 926	5 060	16 152	15 301
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	102 \$	92 \$	100 \$	94 \$

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

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

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

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

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

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

Les travaux d'entretien prévus à Bruce Power pour 2024, exclusion faite du programme de RCM, ont été réalisés au deuxième trimestre.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL 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	
	2024	2023	2024	2023
BAIIA comparable et BAIL comparable	(7)	(3)	(6)	(9)
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(25)	(15)	(56)	(15)
Règlement avec un tiers	—	—	(34)	—
Coûts liés au projet Focus	(5)	(18)	(15)	(50)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	(10)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(37)	(36)	(121)	(74)

La perte sectorielle du secteur Siège social est demeurée stable pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, alors qu'elle a augmenté de 47 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La perte sectorielle du secteur Siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de 25 millions de dollars et de 56 millions de dollars avant impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (15 millions de dollars et 15 millions de dollars, respectivement, en 2023) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) avant impôts pour le premier trimestre de 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge de 5 millions de dollars et de 15 millions de dollars avant impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (18 millions de dollars et 50 millions de dollars, respectivement, en 2023), au titre des coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Siège social » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge de 10 millions de dollars avant impôts pour le deuxième trimestre de 2024 au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL. Se reporter à la rubrique « Siège social » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable du secteur Siège social ont diminué de 4 millions de dollars et augmenté de 3 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement des frais judiciaires plus élevés en 2024 contrés en partie par des remboursements d'impôts étatiques aux États-Unis au deuxième trimestre de 2024.

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(211)	(227)	(656)	(668)
Libellés en dollars US	(471)	(458)	(1 415)	(1 219)
Incidence du change	(172)	(157)	(510)	(421)
	(854)	(842)	(2 581)	(2 308)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(48)	(76)	(135)	(230)
Intérêts capitalisés	66	53	200	125
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(836)	(865)	(2 516)	(2 413)
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(42)	—	(42)	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	—	—	(5)
Intérêts débiteurs	(878)	(865)	(2 558)	(2 418)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 13 millions de dollars et de 140 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023 et ils comprennent les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- des coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides de 42 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, au titre des intérêts débiteurs en lien avec l'émission de titres d'emprunt de South Bow le 28 août 2024;
- des frais financiers de 5 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 au titre d'une charge avant impôts découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont diminué de 29 millions de dollars et augmenté de 103 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

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

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Libellée en dollars CA	8	28	25	81
Libellée en dollars US	149	102	387	269
Incidence du change	53	34	139	93
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	210	164	551	443

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 46 millions de dollars et de 108 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par les projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service en 2023. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable aux dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway, contrebalancées en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction en raison du retard dans l'obtention d'une décision d'investissement finale ainsi que par la mise en service du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes en août 2023.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(33)	(25)	(41)	78
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	(29)	20	41	11
Activités de gestion des risques	24	(40)	(78)	142
Gains (pertes) de change, montant net	(38)	(45)	(78)	231

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

Les pertes de change nettes se sont chiffrées à 38 millions de dollars et à 78 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement à des pertes de change nettes de 45 millions de dollars et des gains de change nets de 231 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2023. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul du montant net des gains (pertes) de change pris en compte dans le résultat comparable :

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

Les pertes de change nettes incluses dans le résultat comparable ont été de 33 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à 25 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Cette variation est principalement attribuable à l'effet net des éléments suivants :

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

Les pertes de change nettes incluses dans le résultat comparable se sont chiffrées à 41 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à des gains de change nets de 78 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Ces variations sont principalement attribuables à l'effet net des éléments suivants :

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

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	61	63	207	157
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	28	—	28	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	(36)
Intérêts créditeurs et autres	89	63	235	121

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 26 millions de dollars et de 114 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul des intérêts créditeurs et autres pris en compte dans le résultat comparable :

- les intérêts créditeurs de 28 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, sur le produit tiré de l'émission des titres d'emprunt de South Bow le 28 août 2024, les fonds ayant été entiers;
- une charge d'assurance de 36 millions de dollars après impôts comptabilisée au deuxième trimestre de 2023 au titre de l'incident survenu à la borne kilométrique 14.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 2 millions de dollars et augmenté de 50 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la variation de la juste valeur d'autres placements restreints.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(235)	(220)	(758)	(749)
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente de PNGTS	(116)	—	(116)	—
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	—	—	15	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	1	(1)	(6)	(36)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	11	4	17	4
Coûts de transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	(32)	—
Règlement avec un tiers	—	—	8	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	5	—	5	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	3	—	3	14
Coûts liés au projet Focus	2	4	4	11
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	65	—	83
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	1	—	3
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(1)	2	(1)	—
Activités de gestion des risques	(21)	11	17	(63)
(Charge) recouvrement d'impôts	(351)	(134)	(844)	(733)

La charge d'impôts a augmenté de 217 millions de dollars et de 111 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. L'incidence fiscale sur les postes particuliers auxquels il est fait référence dans le présent rapport de gestion a été exclue de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 comparativement à la période correspondante de 2023, principalement du fait de la hausse du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, et de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, contrebalancées en partie par l'incidence de notre exposition au change au Mexique.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 9 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 comparativement à la période correspondante de 2023, principalement du fait de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et de la hausse du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, contrebalancées en grande partie par l'incidence de notre exposition au change au Mexique et la diminution des impôts sur le bénéfice transférables.

(BÉNÉFICE NET) PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 30 septembre 2024	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2024	2023	2024	2023
Columbia Gas et Columbia Gulf	40,0 %	(126)	—	(416)	—
Portland Natural Gas Transmission System ¹	—	(7)	(9)	(30)	(30)
Parcs éoliens au Texas ²	—	9	8	20	12
TGNH ³	13,01 %	(21)	—	(31)	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(145)	(1)	(457)	(18)
Poste particulier :					
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	13,01 %	(23)	—	(41)	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(168)	(1)	(498)	(18)

1 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

2 Des investisseurs en avantages fiscaux détiennent 100 % des participations de catégorie A, auxquelles un pourcentage des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué. Nous détenons 100 % des participations de catégorie B.

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

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 167 millions de dollars et de 480 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023 et il tient compte de la portion attribuable aux participations sans contrôle des gains et pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos contracté par TGNH auprès de TCPL, lequel est exclu de notre calcul (du bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 144 millions de dollars et de 439 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, principalement du fait de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(76)	(69)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 3 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, principalement par suite du rajustement du taux des dividendes sur les actions privilégiées de série 7 le 30 avril 2024.

Incidence du change

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX ACTIVITÉS LIBELLÉES EN DOLLARS US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, se répercute aussi sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour une partie de l'exposition résiduelle, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, après la prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides.

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

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	734	722	2 435	2 348
Gazoducs au Mexique	195	173	563	443
Pipelines de liquides	190	226	589	592
	1 119	1 121	3 587	3 383
Amortissement	(235)	(233)	(721)	(713)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(471)	(458)	(1 415)	(1 219)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	149	102	387	269
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(118)	(20)	(356)	(64)
	444	512	1 482	1 656
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,36	1,34	1,36	1,35

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX GAZODUCS AU MEXIQUE

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

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

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

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

30 septembre 2024	19,70
30 septembre 2023	17,42
31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	40	7	85	(67)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(31)	(12)	(32)	160
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	43	18	83	(95)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable ²	(4)	—	(8)	—
	48	13	128	(2)

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

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

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Réseau de NGTL

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,5 milliard de dollars.

Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

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

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

Le 26 septembre 2024, la REC a approuvé le règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans, qui prendra effet le 1^{er} janvier 2025.

Le règlement instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par notre conseil d'administration de l'affectation de capitaux d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement d'un nouveau plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel devrait accroître le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi³/j.

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

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

Le 30 juillet 2024, nous avons annoncé la conclusion d'une convention visant la vente d'une participation minoritaire de 5,34 % dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills à une société d'investissement détenue par des intérêts autochtones, à un prix d'achat brut de 1,0 milliard de dollars.

Le 10 septembre 2024, nous avons annoncé que la transaction d'acquisition de la participation était retardée en raison d'un problème lié à la structure de la transaction relevé au sein de NGTL. Nous fournirons davantage de renseignements si une transaction modifiée est conclue entre les parties.

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

Les travaux de remise en état postérieurs à la construction sont toujours en cours et devraient se poursuivre en 2025. Le projet progresse selon le coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LGN Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu.

Coastal GasLink LP cherche toujours à réaliser des recouvrements de coûts, y compris dans le cadre de certaines procédures d'arbitrage qui comportent des revendications de Coastal GasLink LP et de procédures de défense de sa part à l'égard de certaines réclamations à l'encontre de celle-ci. À l'exception des règlements conclus relativement à des litiges avec certains entrepreneurs, dont SA Energy Group, le montant de ces réclamations n'a pas encore été déterminé définitivement. Cependant, nous croyons que ces procédures devraient probablement donner lieu à des recouvrements de coûts nets. Il y a lieu de consulter la note 15 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

Cedar Link

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

Le projet Cedar Link est une expansion du gazoduc Coastal GasLink qui devrait permettre d'acheminer jusqu'à 0,4 Gpi³/j de gaz naturel jusqu'à l'installation de Cedar LNG. Le projet d'expansion, estimé à 1,2 milliard de dollars, comprend l'ajout d'un nouveau poste de compression, d'un pipeline d'embranchement et d'un poste de comptage se raccordant aux infrastructures pipelinières actuelles de Coastal GasLink.

Le financement de l'expansion proviendra de facilités de crédit liées au projet d'au plus 1,4 milliard de dollars garanties par Coastal GasLink LP en juin 2024, du financement par capitaux propres qui sera fourni par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, et du recouvrement des coûts engagés pour la construction auprès des participants de LNG Canada qui ont choisi de verser des paiements trimestriels tout au long des travaux de construction. Les fonds supplémentaires disponibles au moyen des facilités de crédit liées au projet et les paiements en trésorerie relatifs à la provision pour les fonds utilisés pendant la construction offrent des moyens d'atténuer les exigences de financement futures pour Coastal GasLink LP si les coûts en venaient à dépasser l'estimation initiale de 1,2 milliard de dollars. Nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres requis pour financer le projet Cedar Link se chiffrera à environ 50 millions de dollars. Tous les principaux permis ont été obtenus et la construction s'est amorcée en juillet 2024. La date de mise en service du projet Cedar Link est prévue pour 2028, sous réserve de l'achèvement des travaux de mise en service à l'usine de Cedar LNG.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Portland Natural Gas Transmission System

Le 4 mars 2024, nous avons annoncé que TC Énergie et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (« Énergir »), avaient conclu une convention d'achat et de vente visant la vente de PNGTS à BlackRock, par l'intermédiaire d'un fonds géré par son secteur Infrastructures diversifiées et de fonds d'investissement gérés par Morgan Stanley Infrastructure Partners (l'« acquéreur »). Le 15 août 2024, nous avons finalisé la vente de PNGTS pour un prix d'achat brut d'environ 1,6 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours détenus par PNGTS et pris en charge par l'acquéreur. Un gain avant impôts de 572 millions de dollars (408 millions de dollars US) et un gain après impôts de 456 millions de dollars (323 millions de dollars US) ont été comptabilisés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024. Nous fournissons des services de transition normaux et nous continuerons de collaborer avec l'acheteur afin de contribuer à une transition sécuritaire et ordonnée de ce réseau de gaz naturel essentiel. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Projet Gillis Access

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

En février 2023, nous avons approuvé le prolongement du projet Gillis Access, sur 63 km (39 milles) et pour une capacité de 1,4 Gpi³/j, ce qui permettra d'acheminer plus de gaz en provenance du bassin Haynesville, à Gillis. Le 1^{er} septembre 2024, toutes les conditions restantes imposées aux expéditeurs avaient expiré, et la capacité du projet a été portée à 1,9 Gpi³/j. La mise en service du projet est prévue vers la fin de 2026 et son coût total est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

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

En septembre 2024, Columbia Gas a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} avril 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Nous continuerons de travailler en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise d'un règlement.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, et nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique. La construction du projet se poursuit, et l'installation des canalisations en eau peu profonde restantes et la construction des points d'arrivée à terre devraient se terminer au quatrième trimestre de 2024. Le projet est en bonne voie de franchir l'étape de la mise en service commerciale au plus tard à la mi-2025, et son coût estimé actuel est d'environ 4,0 milliards de dollars US, ce qui est inférieur au coût estimé initial de 4,5 milliards de dollars US.

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

Conformément aux modalités de notre alliance stratégique, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % dans TGNH au cours du deuxième trimestre de 2024, au moment où la CFE a injecté un montant de 340 millions de dollars US ainsi qu'une contrepartie hors trésorerie à la suite de la concrétisation de certaines obligations contractuelles, dont l'acquisition de terrains et l'obtention de permis. La participation de la CFE dans TGNH pourrait passer à un maximum de 15 % au moment de la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, pourvu que les engagements contractuels de la CFE aient été satisfaits en ce qui a trait à l'acquisition de terrains, aux relations avec les collectivités et l'obtention de permis. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

PIPELINES DE LIQUIDES

Scission de nos activités liées aux pipelines de liquides

Le 1^{er} octobre 2024, nous avons finalisé la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une entité cotée en bourse distincte nommée South Bow Corporation. Les actionnaires ordinaires de TC Énergie ont conservé leur participation dans TC Énergie et reçu 0,2 action ordinaire de South Bow pour chaque action ordinaire de TC Énergie détenue. Les actions ordinaires de South Bow ont commencé à se négocier dans le cadre d'opérations normalisées à la TSX le 2 octobre 2024 et à la NYSE le 8 octobre 2024, sous le symbole SOBO. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Nous avons engagé des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 67 millions de dollars (56 millions de dollars après impôts) et de 112 millions de dollars (95 millions de dollars après impôts) au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, dont des coûts de scission de 28 millions de dollars et de 42 millions de dollars, respectivement, pris en compte dans les résultats du secteur Pipelines de liquides ainsi que des coûts de 25 millions de dollars et de 56 millions de dollars, respectivement, affectés au secteur Siège social. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des intérêts débiteurs de 42 millions de dollars et des intérêts créditeurs de 28 millions de dollars ont été pris en compte dans le secteur Siège social au titre des billets de premier rang non garantis et des billets subordonnés de rang inférieur émis le 28 août 2024 afin d'établir la structure des capitaux d'emprunt de South Bow. Le produit net de ces émissions a été placé dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission. Ces coûts ont été exclus des mesures comparables.

TC Énergie et South Bow ont conclu une convention de scission qui établit les modalités de la scission du secteur Pipelines de liquides des activités de TC Énergie, y compris le transfert de certains actifs du secteur Pipelines de liquides de TC Énergie à South Bow et la répartition de certains passifs et de certaines obligations du secteur Pipelines de liquides entre TC Énergie et South Bow. La convention de scission stipule notamment que TC Énergie indemniserait South Bow à hauteur de 86 % des passifs et coûts nets totaux liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 ainsi qu'aux différends existants en matière de tarifs variables relatifs au pipeline Keystone (exclusion faite de toute conséquence future sur les tarifs variables après le 1^{er} octobre 2024), jusqu'à concurrence d'un passif maximal de 30 millions de dollars, au total, pour ces deux questions. Tous les montants supérieurs aux montants comptabilisés actuellement qui pourraient être ultimement payables à l'égard de ces passifs nets et coûts ne peuvent être déterminés à l'heure actuelle. Aux termes de la convention de scission, toute indemnité d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 reviendra à TC Énergie.

À compter de la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides seront présentées en tant qu'activités abandonnées pour les périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024.

Projet de raccordement Blackrod

Fort de contrats fermes à long terme, le secteur Pipelines de liquides procède à l'aménagement du projet de raccordement Blackrod, qui comprendra un pipeline de pétrole brut de 25 km (16 milles) et un tronçon latéral de gazoduc de 25 km (16 milles), ainsi que les installations connexes pour transporter le pétrole brut provenant du projet Blackrod d'International Petroleum Corporation jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. Le coût en capital total prévu du projet est d'environ 0,3 milliard de dollars, et la mise en service est prévue pour le début de 2026. Depuis le 1^{er} octobre 2024, après la conclusion de la scission, la responsabilité du capital engagé à l'égard du projet de raccordement Blackrod revient à South Bow.

Ordonnance de la FERC à l'égard de sa décision initiale

En 2019 et en 2020, trois clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte, qui portait sur les tarifs facturés au cours de périodes antérieures. Le 25 juillet 2024, la FERC a publié son ordonnance à l'égard de sa décision initiale concernant la plainte (l'« ordonnance »). Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, nous avons comptabilisé une charge avant impôts supplémentaire de 15 millions de dollars (néant et 57 millions de dollars, respectivement, en 2023) au titre de cette décision, qui a été exclue du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Le 8 octobre 2024, South Bow a déposé des documents de conformité, qui sont assujettis à l'approbation définitive de la FERC. Toute décision ultérieure, le cas échéant, sera assujettie aux dispositions d'indemnisation prévues dans la convention de scission.

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

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Les États-Unis se sont opposés du fait que les dispositions transitoires en vertu de l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») qui protègent les investissements faits au moment où l'ALENA était en vigueur ne s'appliquent qu'aux poursuites intentées avant le 1^{er} juillet 2020, lorsque l'ACEUM a remplacé l'ALENA. Le tribunal d'arbitrage se prononçant sur la requête a remis une décision partagée le 12 juillet 2024, dans laquelle la majorité des membres ont soutenu la position des États-Unis et conclu qu'ils ne disposaient pas de la compétence leur permettant d'entendre la requête de TC Énergie. Après avoir évalué la décision et les options qui s'offrent à nous pour contester cette décision, nous avons conclu, malgré que nous soyons toujours convaincus de la validité de la requête et que nous estimions inappropriée la décision du tribunal d'arbitrage, que les règles relatives aux mécanismes de règlement des différends investisseur-État en vertu de l'ACEUM ne permettent pas de poursuivre les démarches relatives à la requête. Par conséquent, aucun autre recours ne sera exercé. Cette décision met fin à la requête de TC Énergie.

SIÈGE SOCIAL

Transfert de propriété du réseau de NGTL

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

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, nous avons engagé des coûts de 42 millions de dollars, après impôts, en lien avec le transfert de la propriété du réseau de NGTL, montant qui a été exclu du calcul des mesures comparables.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

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

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

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

Législation canadienne pour 2024

Le 20 juin 2024, deux textes législatifs canadiens, soit les projets de loi C-59 et C-69, ont été adoptés, portant notamment sur le Régime de restriction des dépenses excessives d'intérêts et de financement (« RDEIF ») et la *Loi sur l'impôt minimum mondial*. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie en raison de ces nouvelles lois.

Nomination du vice-président directeur et chef des finances

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

Projet Focus

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

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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, nous avons engagé des coûts de 8 millions de dollars et de 30 millions de dollars avant impôts, respectivement (29 millions de dollars et 98 millions de dollars, respectivement, en 2023), aux fins du projet Focus, soit principalement des indemnités de cessation d'emploi, dont une tranche de 5 millions de dollars et de 15 millions de dollars (18 millions de dollars et 50 millions de dollars, respectivement, principalement en coûts de consultation externes en 2023) a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats et retirée des montants comparables. Un montant supplémentaire de 1 million de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (4 millions de dollars et 19 millions de dollars, respectivement, en 2023) a été comptabilisé dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, avec des produits compensatoires au titre des coûts recouvrables par l'intermédiaire des structures réglementaires et tarifaires, dont le solde net n'a pas eu d'incidence sur le résultat net. Au 30 septembre 2024, un montant de 4 millions de dollars (29 millions de dollars en 2023) avait été attribué aux projets d'investissement.

Programme de sortie d'actifs

Notre programme de sortie d'actifs, qui comprend l'achèvement de la vente de PNGTS, l'apport de capitaux de la CFE en contrepartie d'une participation de 13,01 % dans TGNH en 2024 et la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf en 2023, a contribué collectivement à notre plan de réduction de la dette. Les autres occasions de rotation du capital, le cas échéant, seront évaluées dans le cours normal de nos activités.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers et menons des activités de gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement et pour gérer notre structure du capital et nos cotes de crédit.

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

Au 30 septembre 2024, notre actif à court terme s'élevait à 17,1 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 13,1 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à un excédent du fonds de roulement de 4,0 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance de 0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2023. Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC ont procédé à un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur d'un montant équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens, dont une tranche d'environ 6,2 milliards de dollars a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information. Exclusion faite du produit en main tierce, nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 9,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 9,4 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,4 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, et les accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 septembre 2024;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 1,4 milliard de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles aucun montant n'avait été prélevé au 30 septembre 2024;
- l'accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, nos activités de gestion du portefeuille et notre RRD, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 915	1 824	5 612	5 408
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(203)	(102)	313	15
Fonds provenant de l'exploitation	1 712	1 722	5 925	5 423
Postes particuliers :				
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à PNGTS et aux actifs secondaires	139	—	148	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	58	15	100	15
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	10	—
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	—	—	26	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la charge de dépréciation d'actifs et autres de Keystone XL	(3)	—	(3)	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles au titre des décisions réglementaires relatives à Keystone	(3)	—	(3)	48
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	4	15	13	42
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	—	3	—	11
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	8	—	9	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 915	1 755	6 225	5 575

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 91 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 par rapport à la période correspondante de 2023, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 204 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2023, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 160 millions de dollars et de 650 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la hausse du BAIIA comparable et de l'augmentation des distributions reçues au titre des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, y compris la réception d'une distribution de 200 millions de dollars de Coastal GasLink LP au titre d'un paiement incitatif que TC Énergie avait comptabilisé en décembre 2023, contrebalancées en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs et par les pertes réalisées en 2024, en regard des gains réalisés en 2023, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 756)	(2 042)	(4 668)	(5 945)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(8)	(18)	(41)	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(345)	(1 229)	(888)	(3 246)
	(2 109)	(3 289)	(5 597)	(9 313)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	—	250
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(302)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	743	—	791	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	509	—	539	16
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	2	2	7	7
Montants reportés et autres	—	(42)	(133)	(33)
(Sorties) entrées nettes liées aux activités d'investissement	(855)	(3 329)	(4 393)	(9 375)

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

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

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

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	
	2024	2023	2024	2023
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(1 137)	(2 401)	421	(6 055)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 428	7 434	8 089	15 887
Remboursements sur la dette à long terme	—	(2 150)	(1 662)	(2 610)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 465	—	1 465	—
Sortie de participations, déduction faite des coûts de transaction	(7)	—	419	—
Dividendes et distributions versés	(1 325)	(616)	(3 699)	(1 979)
Apports des participations sans contrôle	11	—	16	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	21	—	21	4
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	6 456	2 267	5 070	5 247

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

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited					
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	Août 2024	1 242 US	Variable
Columbia Pipelines Operating Company LLC					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	400 US	5,70 %
Columbia Pipelines Holding Company LLC					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	400 US	5,10 %
	Janvier 2024	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2034	500 US	5,68 %

- 1 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Émission de titres d'emprunt par South Bow

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd.					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2030	450	4,32 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2032	500	4,62 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	500	4,93 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	450 US	7,63 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	650 US	7,50 %
6297782 LLC					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2027	700 US	4,91 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2029	1 000 US	5,03 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2034	1 250 US	5,58 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	700 US	6,18 %

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC ont effectué un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens. Une tranche du produit net équivalant à environ 6,2 milliards de dollars canadiens a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024 et des billets de premier rang non garantis de 1,25 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TCPL. Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Au 30 septembre 2024, les liquidités soumise à des restrictions s'établissaient à 6,2 milliards de dollars et se composaient principalement du produit du placement de titres d'emprunt de South Bow détenu en main tierce.

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 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited				
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	1 242 US	Variable
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable
Nova Gas Transmission Ltd.				
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %
ANR Pipeline Company				
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	265 US	Variable
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	185 US	Variable

1 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Le 15 août 2024, l'acquéreur a pris en charge des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS dans le cadre de la vente de PNGTS. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Remboursements ultérieurs de titres d'emprunt

Le 12 octobre 2024, TCPL a remboursé intégralement à l'échéance des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,25 milliard de dollars US portant intérêt au taux fixe de 1 %.

Le 15 octobre 2024, TCPL a racheté et annulé les billets suivants à un escompte moyen pondéré de 7,73 %, en guise de règlement des offres publiques d'achat en trésorerie annoncées le 1^{er} octobre 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited				
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	739 US	2,50 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	201 US	5,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	441 US	4,88 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	180 US	5,10 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	313 US	4,75 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	575	4,18 %

Par ailleurs, les obligations remboursables à vue suivantes avaient été remboursées en totalité le 31 octobre 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited				
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,20 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	400 US	Variable
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	600	5,42 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	400	Variable

DIVIDENDES

Le 4 novembre 2024, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,8225 \$ par action, payables le 31 janvier 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2024. Les dividendes déclarés reflètent leur affectation proportionnelle à TC Énergie par suite de la scission. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 30 octobre 2024, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 6 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 4 millions qui pouvaient être exercées.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 10 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 octobre 2024. Le 30 octobre 2024, les actionnaires ont exercé leur option visant à convertir, sur une base d'échange réciproque, 1 297 203 actions privilégiées de série 9 en actions privilégiées de série 10. Ils recevront des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel correspondant au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours majoré de 2,35 %, rajusté chaque trimestre par la suite. Le taux fixe des dividendes pour le reste des actions privilégiées de série 9 a été établi pour cinq ans à 5,08 % par année. Ce taux sera rajusté tous les cinq ans.

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

OPTIONS SUR ACTIONS

Le 1^{er} octobre 2024, dans le cadre de la scission, toutes les options d'achat d'actions en cours de TC Énergie ont été annulées et un nombre équivalent de nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie ont été émises en faveur d'employés de TC Énergie encore en poste et d'anciens employés de TC Énergie visés (autres que celles transférées à South Bow dans le cadre de la scission) détenant encore des options d'achat d'actions de TC Énergie. Le prix d'exercice des nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie a été ajusté de manière à tenir compte de la variation de la valeur des actions ordinaires de TC Énergie après la scission.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 30 octobre 2024, nous disposions des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 10,0 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 8,4 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,6 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 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les obligations d'achat à long terme au 30 septembre 2024 ont augmenté d'environ 1,1 milliard de dollars par rapport à celles présentées au 31 décembre 2023, en raison surtout de la prolongation du contrat visant le transport, par le réseau principal au Canada, de volumes sur le gazoduc TQM, dans lequel nous détenons une participation de 50 %, jusqu'en 2042.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,5 milliard de dollars au 30 septembre 2024 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2023, en raison de la réalisation des travaux de construction dans le cours normal des activités. Au 30 septembre 2024, les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprenaient les engagements relatifs aux activités liées aux pipelines de liquides, principalement en lien avec le projet de raccordement Blackrod. Depuis le 1^{er} octobre 2024, après la conclusion de la scission, la responsabilité du capital engagé à l'égard du projet de raccordement Blackrod revient à South Bow. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Risques et instruments financiers

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

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques que nous assumons et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2023 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2023, exception faite de ce qui est indiqué dans le présent rapport de gestion.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

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

RISQUE DE CHANGE

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

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

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

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

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

Des événements sur le marché qui perturbent l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2023 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 30 septembre 2024, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé une perte avant impôts de 5 millions de dollars et un recouvrement avant impôts de 19 millions de dollars sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement (recouvrement avant impôts de 1 million de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, en 2023). Se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

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

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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

Coastal GasLink LP

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

Convention de prêt subordonné de TC Énergie

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel prévu de 0,7 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2023) lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 30 septembre 2024, le montant total consenti par TC Énergie et Coastal GasLink LP aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,4 milliards de dollars.

Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés. 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 2024, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 2 680 millions de dollars (2 520 millions de dollars au 31 décembre 2023). La valeur comptable du prêt était de 660 millions de dollars au 30 septembre 2024 (500 millions de dollars au 31 décembre 2023) en raison des charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent.

Facilités de crédit renouvelables à vue et subordonnées

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, des facilités de crédit subordonnées renouvelables et à vue qui nous procureront des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Les facilités, qui portent intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché, offrent une capacité d'emprunt de 120 millions de dollars (100 millions de dollars au 31 décembre 2023) dont l'encours était de néant au 30 septembre 2024 (néant au 31 décembre 2023).

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Autres actifs à court terme	1 242	1 285
Autres actifs à long terme	380	155
Créditeurs et autres	(1 168)	(1 143)
Autres passifs à long terme	(199)	(106)
	255	191

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période				
Produits de base ²	54	(17)	33	113
Change	24	(40)	(78)	142
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	192	249	550	579
Change	(58)	(29)	(105)	110
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	6	(8)	24	(20)
Taux d'intérêt	(14)	(13)	(41)	(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.
- 2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents de 4 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (néant en 2023).

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 13 « 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 2024, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement au troisième trimestre de 2024 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière.

Le 1^{er} octobre 2024, nous avons finalisé la scission. Dans le cadre de la scission, les contrôles internes associés à ces activités ont été transférés à South Bow. Nous sommes soumis à l'obligation contractuelle de concevoir et de maintenir des contrôles adéquats après la scission et pendant la prestation de services aux termes de la convention de services de transition.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Outre les éléments mentionnés plus bas, il y a lieu de se reporter à notre rapport annuel de 2023 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus fréquemment si des événements ou des changements de circonstances indiquent qu'il pourrait y avoir une baisse de la valeur. Nous pouvons d'abord faire une évaluation fondée sur des facteurs qualitatifs. Si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif.

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

Modifications comptables

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

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024				2023			2022
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	4 083	4 085	4 243	4 236	3 940	3 830	3 928	4 041
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	963	1 203	1 463	(197)	250	1 313	(1 447)
Résultat comparable	1 074	978	1 284	1 403	1 035	981	1 233	1 129
Données par action:								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,40 \$	0,93 \$	1,16 \$	1,41 \$	(0,19) \$	0,24 \$	1,29 \$	(1,42) \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$	1,35 \$	1,00 \$	0,96 \$	1,21 \$	1,11 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,90 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEURS

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

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

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

Dans le secteur Pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

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

Le 1^{er} octobre 2024, nous avons conclu la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides en une société ouverte distincte, South Bow. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

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

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRES

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

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

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

- un gain de 456 millions de dollars, après impôts, sur la vente de PNGTS menée à terme le 15 août 2024;
- une charge de 56 millions de dollars, après impôts, découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- des pertes de change latentes nettes de 52 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge de 16 millions de dollars, après impôts, afférente à la cession d'actifs et aux activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 12 millions de dollars, après impôts, découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures;
- une charge de 4 millions de dollars, après impôts, se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge de 3 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus.

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

- un gain de 63 millions de dollars, après impôts, sur la vente d'actifs secondaires dans les secteurs Gazoducs - États-Unis et Gazoducs - Canada;
- des pertes de change latentes nettes de 3 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement de 2 millions de dollars, après impôts, se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle;
- des coûts de 42 millions de dollars, après impôts, relatifs au transfert de la propriété du réseau de NGTL;
- une charge de 26 millions de dollars, après impôts, découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission.

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

- des gains de change latents nets de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement de 15 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 26 millions de dollars, après impôts, au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge de 13 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 8 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus.

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

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provision pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars lié à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis afférent à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et d'un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par des ajustements de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- des pertes de change latentes nettes de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une perte de 25 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 23 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 9 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- des frais financiers de 4 millions de dollars, après impôts, liés à une charge découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts.

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

- une charge de dépréciation de 1 179 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de 14 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- une charge de 11 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 2 millions de dollars, après impôts;
- des gains de change latents nets 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;
- des pertes de change latentes nettes de 9 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts;
- un recouvrement de 8 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

- un recouvrement de 72 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 48 millions de dollars, après impôts, découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- une charge de dépréciation de 29 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts.

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

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