

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2023

Points saillants des résultats financiers

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

- 1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la rubrique « Résultats consolidés ».
- 2 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

Rapport de gestion

Le 7 novembre 2023

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2022. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2022. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la transaction de scission et de la transition énergétique;
- les modalités, le calendrier et la réalisation de la transaction de scission, y compris la réception en temps opportun de toutes les approbations réglementaires et décisions fiscales nécessaires;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques, y compris le projet Focus, et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les facteurs ESG;
- l'effet de la transition énergétique sur nos activités;

- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, et les répercussions s'y rapportant.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2022.

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

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

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

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

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

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

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

En 2023, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie avec Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »). Le prêt et l'emprunt sont éliminés lors de la consolidation. Toutefois, en raison des différences de monnaies dans lesquelles chaque entité présente ses résultats financiers, le bénéfice net est touché lors de la conversion du prêt et de l'emprunt dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que ces montants ne reflètent pas de façon juste les montants qui seront réalisés au règlement, à compter du deuxième trimestre de 2023, nous avons exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt ainsi que les gains et les pertes de change latents correspondants sur l'emprunt.

À la fin de 2022, nous avons lancé le projet Focus afin de cibler des possibilités d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité. À ce jour, nous avons relevé une vaste gamme de possibilités qui devraient améliorer la sécurité et la performance financière à long terme. Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer d'élaborer et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2023, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir. À compter du deuxième trimestre de 2023, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles se rapportaient essentiellement à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi relatifs au projet Focus, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Ces montants ont été exclus des mesures comparables puisqu'ils ne reflètent pas nos activités sous-jacentes courantes.

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

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

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

BAlIA comparable et BAlI comparable

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées dans nos états financiers consolidés de 2022. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés

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

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 1 038 millions de dollars (1,03 \$ par action ordinaire) et de 722 millions de dollars (0,78 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2022. Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

Résultats de 2023

- une charge de dépréciation après impôts de 1 179 millions de dollars et de 2 017 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »). Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés condensés pour obtenir un complément d'information;
- une charge de 48 millions de dollars après impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et comprend des frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts comptabilisés au premier trimestre de 2023;
- une charge après impôts de 14 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour obtenir des précisions;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance au deuxième trimestre de 2023 se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions;

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

Résultats de 2022

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

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

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

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

1 Activités de gestion des risques	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2023	2022	2023	2022
(en millions de dollars)				
Gazoducs aux États-Unis	36	15	109	13
Pipelines de liquides	(59)	23	(54)	58
Installations énergétiques au Canada	(4)	2	(25)	(26)
Installations énergétiques aux États-Unis	4	(1)	5	(5)
Stockage de gaz naturel	12	9	73	(56)
Change	(40)	(283)	142	(321)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	11	59	(63)	84
Total des gains (pertes) latent(e)s découlant des activités de gestion des risques	(40)	(176)	187	(253)

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	
	30 septembre		closes les	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	781	713	2 301	2 038
Gazoducs – États-Unis	968	926	3 160	2 948
Gazoducs – Mexique	232	204	597	542
Pipelines de liquides	398	332	1 078	1 002
Énergie et solutions énergétiques	256	295	754	704
Siège social	(3)	(9)	(9)	(16)
BAIIA comparable	2 632	2 461	7 881	7 218
Amortissement	(690)	(653)	(2 061)	(1 914)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(865)	(666)	(2 413)	(1 866)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	164	116	443	254
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(25)	6	78	32
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	63	35	157	93
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(220)	(202)	(749)	(554)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(1)	(8)	(18)	(28)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(21)	(69)	(85)
Résultat comparable	1 035	1 068	3 249	3 150
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	1,07 \$	3,16 \$	3,19 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022

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

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

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

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

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

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

Résultat comparable – comparaison de 2023 et de 2022

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

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

- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, qui surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022, y compris les dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction attribuable aux projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

Le résultat comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 a augmenté de 99 millions de dollars et diminué de 0,03 \$ par action ordinaire, par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

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

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

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

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

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

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

Programme d'investissement

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

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 32 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

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

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, nous avons mis en service des projets totalisant environ 3,8 milliards de dollars, dont des projets d'investissement visant la capacité des gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique ainsi que des pipelines de liquides, de même que le programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,6 milliard de dollars.

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

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes les unités d'exploitation, tel qu'il est indiqué dans notre rapport annuel 2022. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Bien que chaque unité d'exploitation comporte aussi des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels porteront ses activités d'expansion continue, de nouvelles possibilités seront envisagées par l'entremise de notre cadre de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis plus bas. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des mises à jour sur nos projets garantis et nos projets en cours d'aménagement.

Projets garantis

Les coûts estimatifs et engagés des projets dont il est question dans le tableau qui suit comprennent 100 % des dépenses en immobilisations liées à nos projets en propriété exclusive et à notre quote-part des apports de capitaux propres pour financer les projets dans le cadre de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, soit principalement Coastal GasLink et Bruce Power.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 30 septembre 2023
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2023	3,0	2,7
	2024	0,6	0,3
	2025+	0,7	—
Coastal GasLink ²	2023	5,5	4,1
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,3	0,6
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation et autres	2023-2025	1,5 US	0,8 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,1 US
Autres investissements	2023-2028	1,6 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,4 US	0,6 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ³	2024	0,3 US	0,3 US
Tula ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	2,0 US
Pipelines de liquides			
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2023-2025	0,1	—
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2023-2027	3,0	1,2
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	0,1
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2023-2025	0,5	0,2
		28,0	13,7
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,2	1,6
Total des projets garantis (en dollars CA)		32,2	15,3

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

Gazoducs – Canada

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

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

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

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

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

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 14 millions de dollars et de 49 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2022. Cette progression s'explique essentiellement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui comprend un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil déterminé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

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

BAIIA COMPARABLE

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

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

AMORTISSEMENT

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

Gazoducs – États-Unis

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

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

1 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), North Baja, Tuscarora et Bison, notre participation de 61,7 % dans Portland, Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage, notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs – États-Unis.

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

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

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

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

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

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

AMORTISSEMENT

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

Gazoducs – Mexique

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

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
TGNH ¹	58	47	171	107
Topolobampo	40	41	119	121
Guadalajara	16	18	49	55
Mazatlán	21	15	54	50
Sur de Texas ²	38	34	50	88
BAIIA comparable	173	155	443	421
Amortissement	(17)	(15)	(50)	(59)
BAIL comparable	156	140	393	362
Incidence du change	53	44	137	104
BAIL comparable (en dollars CA)	209	184	530	466
Poste particulier :				
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	1	(71)	116	(71)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	210	113	646	395

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

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

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

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

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

- le résultat supérieur de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc Tula au troisième trimestre de 2022, ainsi que de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes en août 2023;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, principalement imputable à l'augmentation des intérêts débiteurs en raison des taux d'intérêt plus élevés et à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer cette exposition, dont l'incidence est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net dans l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

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

Pipelines de liquides

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

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

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

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

- une charge de 57 millions de dollars avant impôts au premier trimestre de 2023 découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts de 3 millions de dollars et de 13 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement (4 millions de dollars et 15 millions de dollars en 2022, respectivement) se rapportant au projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

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

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

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

AMORTISSEMENT

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

Énergie et solutions énergétiques

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du 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	
	2023	2022	2023	2022
Bruce Power ¹	178	199	512	412
Installations énergétiques au Canada	74	115	256	250
Activités de stockage de gaz naturel et autres	4	(19)	(14)	42
BAIIA comparable	256	295	754	704
Amortissement	(26)	(19)	(66)	(53)
BAIL comparable	230	276	688	651
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(8)	3	—	(29)
Activités de gestion des risques	12	10	53	(87)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	234	289	741	535

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 55 millions de dollars et augmenté de 206 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

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

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

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

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

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

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

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de l'acquisition du parc éolien Fluvanna le 15 mars 2023 et du parc éolien Blue Cloud le 14 juin 2023.

BRUCE POWER

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits ¹	474	518	1 453	1 365
Charges d'exploitation	(211)	(227)	(686)	(684)
Amortissement et autres	(85)	(92)	(255)	(269)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	178	199	512	412
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3, 4}	94 %	95 %	94 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	15	28	28	232
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	9	2	47	19
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	5 060	5 684	15 301	15 361
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	92 \$	91 \$	94 \$	88 \$

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

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

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

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

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

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

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

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du 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	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA comparable et BAIL comparable	(3)	(9)	(9)	(16)
Postes particuliers :				
Coûts liés au projet Focus	(18)	—	(50)	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(15)	—	(15)	—
Gains de change – prêts intersociétés ¹	—	—	—	28
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(36)	(9)	(74)	12

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

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

Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) du secteur Siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

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

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

INTÉRÊTS DÉBITEURS

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

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

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 199 millions de dollars et de 547 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour plus de renseignements.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

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

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

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

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

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, les pertes de change se sont chiffrées à 45 millions de dollars, comparativement à 277 millions de dollars pour la même période en 2022. Pour ce qui est de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les gains de change ont atteint 231 millions de dollars, comparativement à des pertes de change de 317 millions de dollars pour la même période en 2022. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul du montant net des gains (pertes) de change pris en compte dans le résultat comparable :

- les gains et des pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH depuis le deuxième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions;
- les gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change;
- les pertes de change sur le prêt intersociétés libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'il a été remboursé en totalité à l'échéance. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés libellé en pesos et en dollars US ont été inclus dans le résultat comparable, de sorte que tous les montants s'annulent sans incidence sur le bénéfice net consolidé.

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

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

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

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

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

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

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

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

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 28 millions de dollars et de 64 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la variation de la juste valeur d'autres placements restreints, en partie contrebalancées par la baisse des intérêts créditeurs en 2023 par suite du remboursement du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas en juillet 2022.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

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

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

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

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

(BÉNÉFICE NET) PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

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

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

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

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

Incidence du change

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX ACTIVITÉS LIBELLÉES EN DOLLARS US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour une partie de l'exposition résiduelle, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, après la prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

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

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	722	709	2 348	2 300
Gazoducs au Mexique ¹	173	158	443	446
Pipelines de liquides	226	179	592	550
	1 121	1 046	3 383	3 296
Amortissement	(233)	(238)	(713)	(715)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(458)	(321)	(1 219)	(944)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	102	58	269	106
Participations sans contrôle et autres	(20)	(29)	(64)	(57)
	512	516	1 656	1 686
Taux de change moyen – Conversion de dollars US en dollars CA	1,34	1,31	1,35	1,28

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

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX GAZODUCS AU MEXIQUE

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

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent. Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie de 500 millions de dollars US, ce qui a donné lieu à une charge d'impôts libellée en pesos supplémentaire comparativement à 2022.

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

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

30 septembre 2023	17,42
30 septembre 2022	20,10
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

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

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

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

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

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

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

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

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

Réseaux de NGTL et de Foothills

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

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

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

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

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

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

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

Projet Valhalla North et Berland River

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

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Monétisation de Columbia Gas et Columbia Gulf

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

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

North Baja XPress

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

Projet d'électrification en Virginie

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

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

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

Règlement tarifaire de Columbia Gulf

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

Projet Bison XPress

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

Ligne VB Strasburg

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

Projet GTN XPress

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

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 milliards de dollars US. Le projet de gazoduc Southeast Gateway progresse selon les étapes prévues, et les travaux de construction de toutes les installations à Veracruz et à Tabasco sont en cours. Nous prévoyons entreprendre l'installation en mer des canalisations à la fin de l'année 2023.

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

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

PIPELINES DE LIQUIDES

Scission proposée

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

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

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

Incident à la borne kilométrique 14

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

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

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

Décisions de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, trois clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En décembre 2022, la REC a rendu une décision relative à la plainte qui s'est traduite par un ajustement de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. En juillet 2023, la REC a rejeté la demande de révision et de modification de Keystone qui contestait le bien-fondé de la décision initiale. La REC a instauré une procédure pour examiner la conformité de Keystone à la décision.

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

Port Neches

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

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

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

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

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

Acquisitions de parcs éoliens au Texas

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

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

Projet d'accumulation par pompage en Ontario

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

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

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

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

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

Projet solaire de Saddlebrook

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

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Réseau carbone de l'Alberta

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

SIÈGE SOCIAL

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

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

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

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

Projet Focus

À la fin de 2022, nous avons lancé le projet Focus afin de cibler des possibilités d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité. À ce jour, nous avons relevé une vaste gamme de possibilités qui devraient améliorer la sécurité et la performance financière à long terme. Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer d'élaborer et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2023, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir.

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

Programme de sortie d'actifs

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

Budget fédéral 2023 du Canada

Le 28 mars 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté son budget de 2023. Dans le cadre de ce budget, plusieurs changements aux règles sur la déductibilité des intérêts, aux propositions d'un impôt minimum mondial et à d'autres mesures fiscales ont été annoncés. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie à court terme, mais nous continuons de suivre l'évolution de ces questions.

Situation financière

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

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

Au 30 septembre 2023, notre actif à court terme s'élevait à 9,6 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,1 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 1,5 milliard de dollars, comparativement à 9,6 milliards de dollars au 31 décembre 2022. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 10,4 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 10,2 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,2 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, et les accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 0,9 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 septembre 2023;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de certaines de nos filiales et sociétés liées;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, nos activités de gestion du portefeuille et notre RRD, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 824	1 701	5 408	4 350
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(102)	(67)	15	511
Fonds provenant de l'exploitation	1 722	1 634	5 423	4 861
Postes particuliers :				
Décision de la FERC afférente à Keystone, déduction faite des impôts exigibles	—	—	48	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	36	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	15	—	42	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	15	—	15	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	3	3	11	12
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	—	195
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 755	1 637	5 575	5 068

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 123 millions de dollars et de 1 058 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

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

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

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

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

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

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

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

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

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

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

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

Billets à payer

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

Émission de titres d'emprunt à long terme

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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	400	Variable
Columbia Pipelines Operating Company LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
Columbia Pipelines Holding Company LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	Janvier 2028	500 US	Variable
Gas Transmission Northwest LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %

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

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

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

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

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

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

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

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

DIVIDENDES

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

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

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

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

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 2 novembre 2023, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 7 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 4 millions qui pouvaient être exercées.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 2 novembre 2023, nous disposons des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 10,6 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 10,1 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,5 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en circulation. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,0 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

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

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

Risques et instruments financiers

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

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

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2022 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2022, exception faite de ce qui est indiqué dans le présent rapport de gestion.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur notre dette à court terme, y compris nos programmes de papier commercial et les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à des instruments dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque. Dans le cas des relations de couverture admissibles touchées par le retrait de certains taux d'intérêt de référence, la société a appliqué une mesure de simplification facultative permise selon les PCGR des États-Unis qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser. Par conséquent, nous prévoyons qu'il n'y aura pas d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

RISQUE DE CHANGE

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

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

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

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

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

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

Des événements sur le marché qui perturbent l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2022 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

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

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

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

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

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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

Coastal GasLink LP

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

Convention de prêt subordonné de TC Énergie

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel de 1,4 milliard de dollars lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 30 septembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,4 milliards de dollars.

Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. Conformément aux modalités contractuelles, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Au 30 septembre 2023, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 2 020 millions de dollars (250 millions de dollars au 31 décembre 2022). La valeur comptable du prêt a été ramenée à zéro au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022 dans le cadre des charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent.

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

Facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

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

Sur de Texas

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

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

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

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

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période				
Produits de base	(17)	42	113	(16)
Change	(40)	(283)	142	(321)
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	249	165	579	561
Change	(29)	(1)	110	27
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	(8)	(21)	(20)	(39)
Taux d'intérêt	(13)	2	(29)	—

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

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2023, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au troisième trimestre de 2023 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Outre les éléments mentionnés plus bas, il y a lieu de se reporter à notre rapport annuel de 2022 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Dépréciation et risque maximal de perte

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

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

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

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

Dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

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

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

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

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2022, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2022 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

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

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEURS

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

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

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

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

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

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

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

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRES

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

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

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

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

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

- une charge de dépréciation de 809 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- une charge de 25 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- une perte de change latente nette de 9 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement de 8 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

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

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

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

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

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

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

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars découlant du règlement de questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

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

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

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

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