

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2022

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	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice				
Produits	3 799	3 240	10 936	9 803
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
par action ordinaire – de base	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$
BALIA comparable ¹	2 461	2 238	7 218	6 973
Résultat comparable	1 068	970	3 150	3 114
par action ordinaire	1,07 \$	0,99 \$	3,19 \$	3,21 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 701	1 712	4 350	5 089
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 637	1 556	5 068	5 333
Dépenses d'investissement ²	2 583	1 687	5 789	5 011
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,90 \$	0,87 \$	2,70 \$	2,61 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 000	979	988	970
– émises et en circulation à la fin de la période	1 012	979	1 012	979

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

2 Comprennent les dépenses en immobilisations 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 8 novembre 2022

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 2022, 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 2022, 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 2021, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2021. 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 comprennent 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, notamment la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue du dividende;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- les coûts et les calendriers prévus à l'égard 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;
- les processus de réglementation à suivre et leurs résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris l'incidence de ces éléments sur notre clientèle;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

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 sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions 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 l'incidence de ces éléments sur notre clientèle;
- les taux d'inflation et les prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- le montant des paiements de capacité et les 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 indemnités 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 et à la COVID-19;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et de recouvrements contractuels, notamment ceux liés au projet d'oléoduc Keystone XL;
- la concurrence dans nos secteurs d'activité;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques liés aux facteurs ESG;
- l'incidence 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, notamment la pandémie de COVID-19 et ses répercussions imprévues.

Le lecteur trouvera des renseignements sur ces facteurs et sur d'autres encore dans le présent rapport de gestion et dans les autres rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021.

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 plus de renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention des 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 du présent rapport de gestion sur les facteurs ayant une incidence sur le résultat comparable, le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (le « BAIIA comparable ») et le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (le « BAII comparable ») concordent avec celles sur les facteurs ayant une incidence respectivement sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice sectoriel, sauf indication contraire.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers 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 pour tenir compte d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur ce qui suit :

- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des remboursements d'impôts sur le bénéfice, des provisions pour moins-value et des ajustements découlant des modifications des lois et des taux d'imposition en vigueur;
- des ajustements non réalisés de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques et aux fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de notre investissement net dans des contrats de location;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites et d'autres règlements;
- la dépréciation de l'écart d'acquisition, d'immobilisations corporelles, d'investissements et d'autres d'actifs;
- des coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

Nous excluons des mesures comparables les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'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. À compter du premier trimestre de 2022, avec retraitement rétroactif des périodes antérieures, nous excluons des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des placements détenus 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.

Au troisième trimestre de 2022, Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH ») et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Comme cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésoreries inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations non réalisées des mesures comparables. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Nous avons également exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change non réalisés sur le prêt libellé en pesos à une société liée ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car ces montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront 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. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

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
BAlI comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAlIA comparable et BAlI comparable

Le BAlIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. 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 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.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, la charge d'impôts, la participation sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net 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 2021. Nous croyons que les fonds provenant de l'exploitation sont 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 indiqués ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Gazoducs – Canada	409	343	1 152	1 060
Gazoducs – États-Unis	714	692	1 735	2 253
Gazoducs – Mexique	113	144	395	434
Pipelines de liquides	268	285	801	(1 973)
Énergie et stockage	289	116	535	437
Siège social	(9)	(36)	12	(40)
Total du bénéfice sectoriel	1 784	1 544	4 630	2 171
Intérêts débiteurs	(666)	(596)	(1 866)	(1 749)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	116	81	254	195
Intérêts créditeurs et autres	(242)	(76)	(224)	113
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	992	953	2 794	730
(Charge) recouvrement d'impôts	(122)	(135)	(593)	158
Bénéfice net	870	818	2 201	888
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(8)	(28)	(83)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	862	810	2 173	805
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(31)	(85)	(108)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 62 millions de dollars (0,04 \$ par action ordinaire) et augmenté de 1 391 millions de dollars (1,39 \$ par action ordinaire) respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, comparativement aux mêmes périodes en 2021. La hausse notable enregistrée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 s'explique principalement par l'incidence nette des postes particuliers décrits ci-après. Le bénéfice net par action ordinaire reflète également l'incidence des actions ordinaires émises pour l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021 ainsi que l'émission d'actions ordinaires en août 2022.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

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. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge d'impôts de 195 millions de dollars engagée au premier semestre de 2022 découlant du règlement relatif aux 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 impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location comptabilisée au troisième trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- des coûts liés à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars après impôts respectivement 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.

Résultats de 2021 :

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,2 milliards de dollars après impôts, principalement au premier trimestre de 2021, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel;
- une charge de 55 millions de dollars, après impôts, se rapportant aux paiements de transition engagés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- des coûts liés à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 11 millions de dollars et de 27 millions de dollars après impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL, ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle ne soit résiliée;
- un recouvrement de 13 millions de dollars, après impôts, de certains coûts auprès de la SIERE au deuxième trimestre de 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gain et des pertes non réalisés 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 non réalisés 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 attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET 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	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	841	779	2 088	697
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	531	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	195	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	50	—	50	—
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	(2)	(2)	22	(4)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	3	11	11	27
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	2 194
Programme de départ volontaire à la retraite	—	55	—	55
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	(13)
Activités de gestion des risques ¹	176	127	253	158
Résultat comparable	1 068	970	3 150	3 114
Bénéfice net par action ordinaire	0,84 \$	0,80 \$	2,11 \$	0,72 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	0,54	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	0,20	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	0,05	—	0,05	—
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	—	—	0,02	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	0,01	0,01	0,03
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	2,27
Programme de départ volontaire à la retraite	—	0,05	—	0,05
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	0,18	0,13	0,26	0,15
Résultat comparable par action ordinaire	1,07 \$	0,99 \$	3,19 \$	3,21 \$

1 Activités de gestion des risques	trimestres clos les		périodes de neuf	
	30 septembre		mois closes les	
	2022	2021	2022	2021
(en millions de dollars)				
Gazoducs aux États-Unis	15	(3)	13	(1)
Pipelines de liquides	23	(8)	58	2
Installations énergétiques au Canada	2	7	(26)	8
Installations énergétiques aux États-Unis	(1)	—	(5)	—
Stockage de gaz naturel	9	(39)	(56)	(36)
Change	(283)	(125)	(321)	(183)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	59	41	84	52
Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques	(176)	(127)	(253)	(158)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	713	631	2 038	2 001
Gazoducs – États-Unis	926	890	2 948	2 824
Gazoducs – Mexique	204	171	542	515
Pipelines de liquides	332	387	1 002	1 146
Énergie et stockage	295	166	704	501
Siège social	(9)	(7)	(16)	(14)
BAIIA comparable	2 461	2 238	7 218	6 973
Amortissement	(653)	(610)	(1 914)	(1 888)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(666)	(596)	(1 866)	(1 743)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	116	81	254	195
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	41	91	125	341
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(202)	(195)	(554)	(573)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(8)	(28)	(83)
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(31)	(85)	(108)
Résultat comparable	1 068	970	3 150	3 114
Résultat comparable par action ordinaire	1,07 \$	0,99 \$	3,19 \$	3,21 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2022 a été supérieur de 223 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et stockage, attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé et de la production accrue de la centrale du fait d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, ainsi que des installations énergétiques au Canada en raison du résultat supérieur découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés et des activités de commercialisation, ces facteurs étant en partie compensés par le recul du résultat des installations de stockage de gaz naturel et autres;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs au Canada en raison principalement de l'incidence des coûts transférés à la hausse au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada et de l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs aux États-Unis reflétant principalement le raffermissement du dollar américain en 2022, le BAIIA du troisième trimestre de 2022 étant sinon conformes à celui de la période correspondante de 2021;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique attribuable surtout au tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc de Tula dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone et de l'apport inférieur des activités de commercialisation des liquides imputable au rétrécissement des marges, ce qui a été en partie compensé par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué plus loin, le BAIIA comparable en dollars US a diminué de 35 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; cependant, il a été converti au taux de 1,31 en 2022, contre 1,26 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a été supérieur de 245 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé et de la production accrue de la centrale du fait d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, ainsi qu'à la progression du BAIIA des installations énergétiques au Canada découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés et des activités de commercialisation;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs aux États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, au résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux et au résultat plus élevé de Columbia Gas depuis le règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés et de celle du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, en partie contrebalancée par la réduction de l'amortissement transféré au titre du réseau principal au Canada;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique, principalement attribuable aux tronçons en exploitation du gazoduc de TGNH, du tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc de Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs et des volumes sur les volumes contractuels sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone ainsi que de l'apport moindre des activités de commercialisation des liquides imputable au rétrécissement des marges;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué plus loin, le BAIIA comparable en dollars US a diminué de 90 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; cependant, il a été converti au taux de 1,28 en 2022, contre 1,25 en 2021. 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 2022 et de 2021

Le résultat comparable a augmenté de 98 millions de dollars (0,08 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 comparativement à celui de la même période en 2021. 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 à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont aussi augmenté, aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout aux pertes réalisées en 2022, comparativement à des gains réalisés en 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi qu'au remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés contracté par la coentreprise Sur de Texas;
- l'augmentation de la charge d'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau et au titre des gazoducs aux États-Unis, en raison essentiellement du calendrier de certains ajustements liés au règlement tarifaire relatif à Columbia Gas;
- 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.

Le résultat comparable a augmenté de 36 millions de dollars et diminué de 0,02 \$ par action ordinaire pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à celui de la même période en 2021. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout à la diminution des gains réalisés en 2022, comparativement à 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi qu'au remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés contracté par la coentreprise Sur de Texas;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont augmenté, à la hausse des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022 et à la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- 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 ainsi qu'aux projets d'expansion du réseau de NGTL;
- la diminution du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la diminution des dividendes sur les actions privilégiées suivant le rachat d'actions privilégiées en 2022 et 2021;
- la charge d'impôts moins élevée essentiellement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 reflète l'effet dilutif de l'émission de 28,4 millions d'actions ordinaires en août 2022.

Incidence du change

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 le reste, 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 américain sur le résultat comparable, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique 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 résultats 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	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	709	706	2 300	2 256
Gazoducs au Mexique ¹	158	152	446	462
Pipelines de liquides	179	223	550	668
	1 046	1 081	3 296	3 386
Amortissement	(238)	(224)	(715)	(666)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(321)	(315)	(944)	(945)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	58	33	106	73
Participations sans contrôle et autres	(29)	(7)	(57)	(57)
	516	568	1 686	1 791
Taux de change moyen – Conversion de dollars US en dollars CA	1,31	1,26	1,28	1,25

- 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.

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

Nos perspectives à l'égard de notre résultat comparable par action ordinaire pour 2022 demeurent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2021. Nous prévoyons toutefois que notre BAIIA comparable pour 2022 sera supérieur aux perspectives formulées précédemment du fait du rendement plus soutenu du BAIIA jusqu'à présent en 2022. Nous continuons de surveiller l'incidence que pourraient avoir sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action pour 2022 les changements qui touchent les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires, de même que la COVID-19.

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

Le total de nos dépenses en immobilisations prévues pour 2022 devrait maintenant s'établir à environ 9,5 milliards de dollars. L'augmentation par rapport au montant indiqué dans le rapport annuel de 2021 est principalement attribuable aux versements pour 2022 d'environ 1,3 milliard de dollar relatifs à l'apport de capitaux propres à titre de coentrepreneur payable à Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »), conformément aux ententes révisées conclues avec Coastal GasLink LP. Par ailleurs, des dépenses en immobilisations d'environ 0,7 milliard de dollars US devraient être engagées en 2022 pour la construction du gazoduc Southeast Gateway, par suite de la décision d'investissement finale avec la CFE en août 2022. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions sur Coastal GasLink et le gazoduc Southeast Gateway. Par ailleurs, les coûts afférents au projet de réseau de NGTL devraient augmenter, reflétant les pressions inflationnistes sur la main-d'œuvre et les matériaux, les conditions réglementaires supplémentaires et d'autres facteurs. Nous continuons de surveiller l'évolution de nos projets de construction, d'exécuter nos stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si les conditions du marché et l'incidence de la COVID-19 nécessitent d'autres changements à notre programme d'investissement global de 2022.

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 importante du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets contribuent 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 34 milliards de dollars de projets garantis, à savoir des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont 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 aux 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 dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur des pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, des projets d'immobilisations visant la capacité des gazoducs canadiens, américains et mexicains mis en service ont totalisé 4,4 milliards de dollars. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,2 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, 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 répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19. Les montants ne tiennent compte, le cas échéant, ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

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 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 2022
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2022	3,3	3,2
	2023	2,6	0,5
	2024+	1,2	0,1
Réseau principal au Canada	2022	0,2	0,2
Coastal GasLink ²	2023	2,1	0,8
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,2	0,4
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas)	2022-2024	1,2 US	0,5 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	—
Autres investissements	2022-2028	1,2 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,4 US	0,5 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud ³	2023	0,5 US	0,4 US
Tula – tronçon central et tronçon ouest ⁴	2024	0,5 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	0,4 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2022	0,1 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2022-2024	0,3	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2022-2027	4,5	2,3
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	—
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2022-2024	0,7	0,1
		29,1	10,0
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,5	0,9
Total des projets garantis (en dollars CA)		33,6	10,9

- 1 Les coûts estimatifs de 2022 et de 2023 tiennent compte d'une somme de 0,7 milliard de dollars qui sera consacrée au 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. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux relatifs à la mise en service du gazoduc seront terminés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions.
- 3 La mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE sur les autres tronçons du gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu en 2023. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 4 La mise en service commerciale du tronçon est du gazoduc de Tula a eu lieu au troisième trimestre de 2022. De concert avec la CFE, nous évaluons l'achèvement du tronçon central du gazoduc de 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 Réflète la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui devrait être mis en service en 2023, et du programme de RCP du réacteur 3 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 stockage » pour obtenir des précisions à ce sujet.

- 6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et stockage.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,38 au 30 septembre 2022.

Projets en cours d'aménagement

Outre nos projets garantis, nous avons aussi un portefeuille de projets en cours, qui sont parvenus à divers stades d'avancement. 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. Chaque secteur a aussi ciblé des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels seront concentrées ses activités d'expansion continue. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis.

Gazoducs – Canada

Nous continuons de nous consacrer à l'optimisation de l'utilisation et de la valeur de nos gazoducs actuels, notamment par l'expansion dans les corridors déjà exploités, la connectivité des terminaux d'exportation de GNL et le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste en expansion. Les projets d'aménagement visant la durabilité devraient comprendre l'électrification de stations de compression supplémentaires et l'adjonction à nos réseaux de dispositifs de captage de l'énergie résiduelle en vue de la production d'électricité et d'autres initiatives de réduction des GES.

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets devant viser le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations du secteur des gazoducs aux États-Unis sont en cours; ces projets permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre aussi d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme pour répondre à la demande croissante en provenance du Midwest et de la région atlantique des États-Unis tout en réduisant les émissions d'équivalent en dioxyde de carbone. Deux projets visant les marchés de livraison approuvés en 2021, soit le projet VR visant Columbia Gas et le projet WR visant ANR, de 0,7 milliard de dollars US et de 0,8 milliard de dollars US, respectivement, sont inclus parmi les projets garantis. Leur mise en service est prévue pour le second semestre de 2025.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de gaz naturel renouvelable (« GNR »). Ces centres offriraient un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Autres occasions

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets, comme le remplacement des stations de compression, tout en poursuivant la conversion à l'électricité de nos véhicules, en soutenant la production d'électricité et les sociétés de distribution locales, en élargissant nos programmes de modernisation et en tirant profit des possibilités d'expansion dans les corridors déjà exploités de nos réseaux. Ces projets s'inscrivent dans notre souci environnemental de contribuer à la production d'énergie propre, et nous prévoyons qu'ils amélioreront la fiabilité de nos réseaux.

Nous développons également un large éventail de projets de transport visant à approvisionner en gaz les installations qui répondront à la demande mondiale croissante pour du GNL produit en Amérique du Nord.

Gazoducs – Mexique

Le 4 août 2022, nous avons annoncé une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue d'accélérer l'aménagement d'infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Nous en sommes à évaluer l'achèvement des travaux du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale, ainsi que les actifs mis en service et ceux en cours de construction.

Pipelines de liquides

Grand Rapids, Phase II

Les approbations réglementaires ont été obtenues pour la Phase II de Grand Rapids, qui consiste à terminer la construction du pipeline de 36 pouces de diamètre destiné au transport de pétrole brut et à convertir le pipeline de 20 pouces de diamètre afin qu'il puisse transporter des diluants au lieu de pétrole brut. Nous sondons les clients potentiels pour obtenir des garanties commerciales.

Projets de terminaux

Nous continuons d'étudier des projets associés à nos terminaux albertains et américains afin d'élargir nos activités de base et de gagner de la souplesse opérationnelle pour mieux servir notre clientèle.

Autres occasions

Nous restons déterminés à maximiser la valeur des actifs de notre secteur des liquides en agrandissant nos infrastructures actuelles et en les exploitant au mieux et en offrant à notre clientèle de meilleurs raccordements et des gammes de services plus étoffées. Nous poursuivons des occasions de croissance choisies afin d'ajouter de la valeur à notre secteur et procéderons à des expansions qui tirent profit de la capacité actuelle de nos infrastructures en place. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

Énergie et stockage

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle de vie

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power jusqu'en 2033 exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») des réacteurs 4, 5, 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2033. Le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power sera ainsi allongé jusqu'en 2064. Les travaux préparatoires du programme de RCP du réacteur 4 sont en bonne voie, et ceux des réacteurs 5, 7 et 8 ont été entamés. Les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE. Nous prévoyons que notre quote-part des coûts du programme de RCP de Bruce Power s'élèvera à environ 4,8 milliards de dollars pour les réacteurs 4, 5, 7 et 8, les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2027 et l'initiative d'accroissement de la production décrite ci-dessous.

Initiative d'accroissement de la production

Le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre. Le projet 2030 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Il est organisé en trois phases, les deux premières étant déjà intégralement approuvées. La phase 1 a commencé en 2019 et devrait ajouter 150 MW à la capacité de production; la phase 2, qui a commencé au début de 2022, devrait y ajouter encore 200 MW.

Projets en phase d'aménagement

Accumulation par pompage en Ontario

Nous poursuivons la réalisation du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées près de Meaford, en Ontario. Le projet fournira 1 000 MW d'énergie propre et adaptable au réseau d'électricité de la province selon le procédé d'accumulation par pompage hydraulique.

Le projet d'accumulation par pompage en Ontario a obtenu du ministère fédéral de la Défense nationale un droit de passage sur la propriété du centre d'instruction de la 4^e Division du Canada pour l'aménagement des installations à cet endroit et il a été inclus à l'étape 2 du processus de propositions spontanées de la SIERE. Après leur mise en service, les installations pourront stocker l'énergie sans émissions qui sera disponible et l'injecter dans le réseau ontarien durant les périodes de pointe de la demande, ce qui maximisera la valeur des installations de production d'énergie propre de la province.

Accumulation par pompage de Canyon Creek

Nous utilisons les infrastructures sur place d'une ancienne mine de charbon déclassée près de Hinton, en Alberta, pour aménager un projet d'installations d'accumulation par pompage, dont la capacité de production initiale prévue de 75 MW pourra être élargie à 400 MW. Les installations devraient fournir sur demande jusqu'à 37 heures d'énergie propre et adaptable ainsi que des services connexes au réseau d'électricité de l'Alberta. Le projet d'accumulation par pompage de Canyon Creek a obtenu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission et l'approbation du gouvernement de l'Alberta requise pour tous les projets hydrauliques en vertu de loi intitulée Dunvegan Hydro Development Act de l'Alberta.

Le projet fait partie d'une solution plus vaste offerte dans la province de l'Alberta, à savoir la production d'énergie sans émission de carbone en mode 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, qui englobe la production d'autres projets actuellement en voie de construction ou d'aménagement et qui permettra à nos clients albertains de gérer leurs besoins d'électricité en temps voulu et sans surprise sur le plan des coûts, tout en atteignant les objectifs de décarbonation grâce à l'exploitation d'actifs sans émissions.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Dans le cadre d'une demande d'information lancée en 2021, nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets de production et de stockage d'énergie éolienne et solaire afin de combler les besoins d'électricité liés à la partie du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW. Nous continuons d'étudier les propositions reçues dans le cadre de la demande d'information et prévoyons de conclure d'autres contrats ou de saisir des occasions d'investissement en 2022.

Autres occasions

Nous élargissons activement notre plateforme d'innovation orientée clientèle dans toute l'Amérique du Nord, offrant des produits de base et des services énergétiques afin d'aider nos clients à surmonter l'enjeu de la transition énergétique. Notre réseau actuel d'actifs, de clients et de fournisseurs constitue une occasion de commerce mutuel grâce à laquelle nous pouvons adapter nos solutions afin que toutes les parties en cause atteignent leurs besoins en énergie propre. Nous sommes en mesure d'adapter nos stratégies, mais la structure sous-jacente reste toujours la même : chaque occasion que nous entreprenons sera ultimement conditionnée par les besoins du client, de façon que les compétences de chaque partenaire se complètent, que le risque soit diversifié et que nous tirions ensemble les leçons de l'expérience acquise pendant la transition énergétique.

Autres solutions énergétiques

Notre vision consiste à être la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain. Cette vision suppose de nous lancer avec enthousiasme dans la transition énergétique en cours et de contribuer à un monde à faible intensité de carbone. Tandis que le secteur intermédiaire opère sa transition énergétique, le moment est venu de réduire nos propres émissions tout en nous positionnant comme partenaire de nos clients et d'autres secteurs eux-mêmes à la recherche de solutions à faibles émissions. À l'heure actuelle, le rythme de cette transition est incertain, de même que la répartition des sources d'énergie vers laquelle le secteur évoluera. D'après nos observations, le monde continue de dépendre des sources actuelles de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité à l'égard desquelles nous offrons déjà des services à notre clientèle.

Nous ciblons cinq domaines vers lesquels porter nos efforts de réduction des émissions causées par nos activités tout en saisissant au passage les occasions de croissance qui répondent aux besoins énergétiques de l'avenir :

- moderniser nos infrastructures et nos réseaux actuels;
- décarboner notre propre consommation d'énergie;
- pousser les solutions et les technologies numériques;
- tirer profit des crédits carbone et des mécanismes de compensation;
- investir dans l'énergie et les infrastructures à faible intensité de carbone, comme les énergies renouvelables, ainsi que dans les nouveaux carburants et les nouvelles technologies.

Réseau carbone de l'Alberta (Alberta Carbon Grid ou « ACG »)

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait transporter et séquestrer plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. En tant que réseau librement accessible, l'ACG se veut l'épine dorsale du secteur émergent du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (« CUSC ») en Alberta. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. L'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Décarbonation d'Irving Oil

Nous avons conclu un protocole d'entente pour étudier l'aménagement conjoint d'une série de projets d'énergie axés sur la réduction des émissions de GES et l'ouverture de nouvelles possibilités économiques au Nouveau-Brunswick et dans les provinces de l'Atlantique. En collaboration avec Irving Oil Ltd. (« Irving Oil »), nous avons cerné une série de projets éventuels axés sur la décarbonation des actifs actuels et le déploiement, à moyen et à long terme, de nouvelles technologies pour réduire les émissions totales. Le partenariat se concentrera d'abord sur l'examen d'une série de projets de modernisation à la raffinerie d'Irving Oil à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, visant à réduire sensiblement les émissions grâce à la production et à la consommation d'électricité à faibles émissions de carbone.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous avons conclu deux ententes d'aménagement conjoint visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. La première de ces ententes est un partenariat conclu avec Nikola Corporation (« Nikola »), concepteur et fabricant de véhicules électriques à batterie et de véhicules électriques à hydrogène zéro émission et d'équipement connexe. Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène. L'entente conclue avec Nikola englobe l'aménagement conjoint de carrefours de production à grande échelle d'hydrogène bleu et d'hydrogène vert exploitant nos infrastructures de gaz naturel et d'électricité. Le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2023, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

La seconde des ententes est un partenariat conclu avec Hyzon Motors Inc. (« Hyzon »), chef de file dans le domaine des véhicules commerciaux électriques à pile à combustible, qui vise l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de gaz naturel renouvelable, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations seraient situées à proximité de la demande et soutiendraient le déploiement par Hyzon de véhicules selon le modèle du retour à la base. Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment explorer l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène.

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 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	
	2022	2021	2022	2021
Réseau de NGTL	473	409	1 351	1 214
Réseau principal au Canada	198	183	556	648
Autres gazoducs au Canada ¹	42	39	131	139
BAIIA comparable	713	631	2 038	2 001
Amortissement	(304)	(288)	(886)	(941)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	409	343	1 152	1 060

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, notre investissement dans TQM, les produits tirés des frais d'aménagement de Coastal GasLink, les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont augmenté de 66 millions de dollars et de 92 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction de notre RCA approuvé, de notre 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	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	177	160	523	467
Réseau principal au Canada	58	52	162	156
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			17 281	15 345
Réseau principal au Canada			3 712	3 700

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé respectivement de 17 millions de dollars et de 56 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021. 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 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a augmenté de 6 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021, 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 des gazoducs au Canada a augmenté de 82 millions de dollars et de 37 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat fondé sur les tarifs et des charges financières transférées relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse de l'amortissement transféré relativement au réseau de NGTL, compte tenu de la baisse de l'amortissement au titre du réseau principal au Canada, comme il est indiqué ci-dessous;
- la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus au titre des incitatifs 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 16 millions de dollars et diminué de 55 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021. La hausse inscrite au troisième trimestre de 2022 eu égard à la même période en 2021 reflète l'amortissement supplémentaire au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau, ce qui a été compensé en partie par une baisse de l'amortissement au titre du réseau principal au Canada, principalement du fait qu'un tronçon du réseau principal au Canada a été entièrement amorti au troisième trimestre de 2021. La diminution observée au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021 reflète la diminution susmentionnée de l'amortissement au titre du réseau principal au Canada, facteur en partie contrebalancé par l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la 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	
	2022	2021	2022	2021
Columbia Gas	352	359	1 118	1 122
ANR	128	135	440	436
Columbia Gulf	50	52	155	161
Great Lakes ^{1, 2}	37	35	129	112
GTN ^{2, 3}	42	40	136	95
Autres gazoducs aux États-Unis ^{2, 4}	91	78	293	215
TC PipeLines, LP ^{2, 5}	—	—	—	24
Participations sans contrôle ⁵	9	7	29	91
BAIIA comparable	709	706	2 300	2 256
Amortissement	(174)	(154)	(510)	(455)
BAI comparable	535	552	1 790	1 801
Incidence du change	164	143	503	453
BAI comparable (en dollars CA)	699	695	2 293	2 254
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	(571)	—
Activités de gestion des risques	15	(3)	13	(1)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	714	692	1 735	2 253

- 1 Les résultats représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes jusqu'en mars 2021 et notre participation de 100 % depuis l'acquisition de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP en mars 2021, que nous ne détenons pas en propriété effective
- 2 Notre participation effective dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 % avant l'acquisition, en mars 2021, moment auquel notre participation est passée à 100 %. Avant mars 2021, les résultats reflétaient la participation de 46,45 % de TC PipeLines, LP dans Great Lakes, ses participations dans GTN, Bison, North Baja, Portland et Tuscarora ainsi que sa quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.
- 3 Comprend 100 % du BAIIA comparable de GTN après l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021.
- 4 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO) et dans Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré 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 des gazoducs aux États-Unis. Pour la période postérieure à l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021, les résultats comprennent aussi notre participation de 100 % dans Bison, North Baja et Tuscarora, notre participation de 61,7 % dans Portland ainsi que notre quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.
- 5 Représente le BAIIA comparable attribuable à la portion de TC PipeLines, LP et de Portland que nous ne détenions pas avant notre acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021; après cette date, représente les résultats attribuables à la participation résiduelle de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 22 millions de dollars et reculé de 518 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAI 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. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions;
- les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 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 2021. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 3 millions de dollars US et de 44 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service des projets de croissance;
- l'accroissement du résultat de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- le résultat stable de Columbia Gas pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, ce qui a été en partie contré par la hausse des impôts fonciers suivant la mise en service de projets;
- les résultats à la baisse en 2022 pour un bon nombre de gazoducs en raison des périodes de grand froid et d'autres éléments particuliers inscrits en 2021.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 20 millions de dollars US et de 55 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison des nouveaux projets mis en service et du moment où certains ajustements liés à l'amortissement ont été apportés relativement au règlement tarifaire de Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (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	
	2022	2021	2022	2021
Topolobampo	41	40	121	121
Sur de Texas ¹	34	31	88	92
TGNH ²	47	29	107	91
Guadalajara	18	17	55	54
Mazatlán	15	18	50	53
BAIIA comparable	155	135	421	411
Amortissement	(15)	(21)	(59)	(65)
BAI comparable	140	114	362	346
Incidence du change	44	30	104	88
BAI comparable (en dollars CA)	184	144	466	434
Poste particulier :				
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	(71)	—	(71)	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	113	144	395	434

1 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.

2 TGNH représente des tronçons en exploitation des gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique a reculé de 31 millions de dollars et de 39 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021. Ce recul s'explique par l'incidence de la provision pour pertes sur créances attendues de 53 millions de dollars US en lien avec le nouveau contrat de transport conclu avec la CFE à compter du troisième trimestre de 2022. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location doit être comptabilisée. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Comme cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésoreries inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations non réalisées de notre calcul du BAIIA comparable et du BAI comparable. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 20 millions de dollars US et de 10 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des produits découlant de la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc de Tula au troisième trimestre de 2022.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport à celui des mêmes périodes de 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la comptabilisation de Tamazunchale 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	
	2022	2021	2022	2021
Réseau d'oléoducs Keystone	292	327	886	956
Pipelines en Alberta ¹	17	22	53	67
Commercialisation des liquides et autres	23	38	63	123
BAIIA comparable	332	387	1 002	1 146
Amortissement	(83)	(80)	(244)	(238)
BAIL comparable	249	307	758	908
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	(2 854)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(4)	(14)	(15)	(29)
Activités de gestion des risques	23	(8)	58	2
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	268	285	801	(1 973)
BAIIA comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	98	106	296	310
Dollars US	179	223	550	668
Incidence du change	55	58	156	168
BAIIA comparable	332	387	1 002	1 146

1 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier. En novembre 2021, nous avons vendu notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier.

Le résultat sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 17 millions de dollars et augmenté de 2,8 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui sont exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs de 2 854 millions de dollars avant impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL par suite de la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- des coûts de 4 millions de dollars et de 15 millions de dollars, avant impôts, respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (14 millions de dollars et 29 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021) se rapportant à la préservation et à l'entreposage des actifs du 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 non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar américain en 2022 par rapport à 2021 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis; toutefois, le BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US a reculé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 55 millions de dollars et de 144 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la réduction des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance, étant donné que nous avons mis en service le 1^{er} avril 2022 près de 20 000 b/j afférents à de nouveaux contrats provenant des invitations à soumissionner en 2019 et 10 000 b/j de plus le 1^{er} septembre 2022;
- le repli du résultat tiré de la commercialisation des liquides pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 eu égard à celui de 2021 en raison du rétrécissement des marges. Le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 a diminué par rapport à celui de 2021 en raison du déport prononcé ainsi que du faible niveau des stocks des principaux carrefours d'approvisionnement et d'échange au premier trimestre de 2022, ce qui a contribué à la contraction des marges, tandis que la volatilité du marché a nui aux marges de commercialisation et au calendrier du bénéfice;
- le raffermissement du dollar américain comme il a été mentionné précédemment.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a augmenté respectivement de 3 millions de dollars et de 6 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021, en raison principalement de l'appréciation du dollar américain.

Énergie et stockage

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 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	
	2022	2021	2022	2021
Bruce Power ¹	199	110	412	291
Installations énergétiques au Canada	115	50	250	176
Installations de stockage de gaz naturel et autres	(19)	6	42	34
BAIIA comparable	295	166	704	501
Amortissement	(19)	(20)	(53)	(58)
BAII comparable	276	146	651	443
Postes particuliers :				
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	17
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	3	2	(29)	5
Activités de gestion des risques	10	(32)	(87)	(28)
Bénéfice sectoriel	289	116	535	437

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

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a augmenté de 173 millions de dollars et de 98 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, et il tenait compte des postes particuliers suivants qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un recouvrement de 17 millions de dollars, avant impôts, de certains coûts auprès de la SIERE au deuxième trimestre de 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020;
- notre quote-part des gains et des pertes non réalisés 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 non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base du secteur Énergie et stockage.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 129 millions de dollars et de 203 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, 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 et de la production accrue de la centrale du fait d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- l'amélioration du résultat des installations de production énergétique au Canada en raison de l'apport accru lié à la hausse des prix de l'électricité réalisés et aux activités de commercialisation;
- la baisse du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres pour le trimestre et l'augmentation de ce résultat depuis le début de l'exercice, qui reflète la gestion active de nos positions en gaz naturel afin de capitaliser sur les écarts favorables sur le gaz naturel en Alberta. Les gains réalisés au deuxième trimestre de 2022 ont été compensés en partie au troisième trimestre de 2022 et ils seront atténués encore davantage au quatrième trimestre de 2022. Ces deux périodes tiennent compte également de l'intensification des activités d'expansion des affaires de l'ensemble du secteur.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 est resté sensiblement le même que celui de la période correspondante de 2021. La baisse de l'amortissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 par rapport à la même période en 2021 s'explique par certains ajustements qui ont été apportés en 2022.

BRUCE POWER

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022	2021	2022	2021
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits ¹	518	409	1 365	1 215
Charges d'exploitation	(227)	(214)	(684)	(677)
Amortissement et autres	(92)	(85)	(269)	(247)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	199	110	412	291
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	95 %	86 %	86 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	28	92	232	257
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	2	—	19	22
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	5 684	5 101	15 361	15 197
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	91 \$	80 \$	88 \$	80 \$

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

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 non réalisés 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.

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.

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en janvier 2020, et le réacteur est maintenant en phase d'installation. Au troisième trimestre de 2022, une deuxième mise à l'arrêt prévue du réacteur 4 a commencé et les travaux devraient être achevés à la fin de 2022. La capacité moyenne disponible pour 2022, exclusion faite du réacteur 6, se situe maintenant au milieu de la fourchette des 80 %.

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 (la perte sectorielle) le bénéfice sectoriel (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	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable et BAIL comparable	(9)	(7)	(16)	(14)
Postes particuliers :				
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(71)	—	(71)
Gains de change – prêts intersociétés ¹	—	42	28	45
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(9)	(36)	12	(40)

1 Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à l'état consolidé condensé des résultats.

La perte sectorielle du siège social a diminué de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 alors que, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le bénéfice sectoriel s'est accru de 52 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La (perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du siège social comprend des coûts supplémentaires, avant impôts, liés au programme de départ volontaire à la retraite offert depuis le milieu de 2021 et des gains de change 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 tiré 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 dans les intérêts créditeurs et autres. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées ».

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(203)	(183)	(570)	(530)
Libellés en dollars US	(321)	(315)	(944)	(945)
Incidence du change	(98)	(81)	(267)	(238)
	(622)	(579)	(1 781)	(1 713)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(49)	(19)	(96)	(50)
Intérêts capitalisés	5	2	11	20
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(666)	(596)	(1 866)	(1 743)
Poste particulier :				
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	—	(6)
Intérêts débiteurs	(666)	(596)	(1 866)	(1 749)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 70 millions de dollars et de 117 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 6 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2021 en lien avec la facilité de crédit de projet de Keystone XL pour la période suivant la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Ce montant a été retiré de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 70 millions de dollars et de 123 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont augmenté;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Libellée en dollars CA	40	40	117	104
Libellée en dollars US	58	33	106	73
Incidence du change	18	8	31	18
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	116	81	254	195

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 35 millions de dollars et de 59 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport à celle des mêmes périodes en 2021. 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. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – Mexique » pour un complément d'information. L'augmentation de la provision libellée en dollars CA pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 s'explique surtout par l'augmentation des dépenses en immobilisations visant le réseau de NGTL.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	41	91	125	341
Postes particuliers :				
Pertes de change – prêt intersociétés	—	(42)	(28)	(45)
Activités de gestion des risques	(283)	(125)	(321)	(183)
Intérêts créditeurs et autres	(242)	(76)	(224)	113

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 166 millions de dollars et de 337 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021 et comprennent les postes particuliers exposés ci-après, qui ont été exclus de notre calcul des intérêts créditeurs et autres pris en compte dans le résultat comparable :

- des pertes de change sur le prêt intersociété lié à la coentreprise Sur de Texas libellé en pesos jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle il a été remboursé en totalité à l'échéance;
- des pertes nettes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change. Ces pertes ont augmenté en 2022 du fait de la forte appréciation du dollar américain. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Notre quote-part des gains de change et des intérêts débiteurs correspondants sur les prêts intersociétés libellés en pesos qui sont consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires a été prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Siège social et Gazoducs – Mexique, respectivement. Les gains et les pertes de change sur ces prêts intersociétés ont été exclus du résultat comparable. Dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé avec un nouveau prêt libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US). Le 29 juillet 2022, le prêt libellé en dollars US a été remboursé intégralement. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur les prêts libellés 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. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 50 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, en raison surtout de ce qui suit :

- les pertes réalisées au troisième trimestre de 2022 comparativement aux gains réalisés pour la période correspondante de 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution des intérêts créditeurs découlant du remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés susmentionné consenti à la coentreprise Sur de Texas.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 216 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, en raison de ce qui suit :

- les gains réalisés moins élevés en 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution des intérêts créditeurs par suite du refinancement du prêt intersociétés et du remboursement qui a suivi.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(202)	(195)	(554)	(573)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	40	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	(195)	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location	21	—	21	—
Ajustements non réalisés de la juste valeur de Bruce Power	(1)	—	7	(1)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	1	3	4	8
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	660
Programme de départ volontaire à la retraite	—	16	—	16
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	—	(4)
Activités de gestion des risques	59	41	84	52
(Charge) recouvrement d'impôts	(122)	(135)	(593)	158

La charge d'impôts a diminué de 13 millions de dollars et augmenté de 751 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021 et elle comprend les postes particuliers suivants qui ont été exclus du 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 :

- le règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour un complément d'information;
- l'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL et autres comptabilisée en 2021.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, principalement en raison de la hausse du résultat comparable et de celle des ajustements à l'inflation au Mexique, facteurs en partie compensés par les ajustements d'impôts favorables dans un État américain et la baisse des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 19 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement à la même période en 2021, principalement en raison du résultat comparable moins élevé et de la baisse des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables, facteurs contrés en partie par la hausse des ajustements liés à l'inflation au Mexique.

BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(8)	(28)	(83)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle est demeuré stable pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 et il a diminué de 55 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La diminution s'explique surtout par l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie. Après l'acquisition, TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte détenue en propriété exclusive de TC Énergie.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(31)	(85)	(108)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 10 millions de dollars et de 23 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022 et en 2021.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

Le 28 juillet 2022, Coastal GasLink LP a signé des ententes définitives avec LNG Canada qui ont permis d'aborder et de régler des différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink.

Les ententes révisées visant le projet contiennent une nouvelle estimation des coûts du projet, qui s'établissent à 11,2 milliards de dollars, ce qui reflète une augmentation par rapport au coût initial estimé du projet en raison de l'élargissement de la portée du projet, des effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP. La conjoncture actuelle du marché, y compris les conséquences de l'inflation sur les coûts de la main-d'œuvre, pourrait avoir pour résultat que le coût final du projet soit supérieur à cette nouvelle estimation. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink aura lieu après les travaux de mise en service du gazoduc.

Le coût du projet révisé de 11,2 milliards de dollars sera financé en partie au moyen de facilités de crédit dédiées au projet existantes, dont le montant disponible total révisé est de 8,4 milliards de dollars par suite d'un rehaussement de 1,6 milliard de dollars. Les capitaux propres nécessaires au projet de 2,8 milliards de dollars comprennent un apport de capitaux propres supplémentaire de 1,9 milliard de dollars de la part de TC Énergie, payable sous forme de versements mensuels à compter d'août 2022 jusqu'en février 2023, qui ne modifie pas notre participation de 35 %. Le financement supplémentaire requis pour financer la construction du gazoduc proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné entre TC Énergie et Coastal GasLink LP, établie initialement au quatrième trimestre de 2021 puis modifiée le 28 juillet 2022. À la suite de ces modifications, les montants prélevés par Coastal GasLink LP le seront sous la forme d'un prêt portant intérêt, à un taux d'intérêt variable fondé sur les taux du marché, qui sera remboursé 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 auront été déterminés. Le montant disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné intervenu entre TC Énergie et Coastal GasLink LP a été réduit et continuera de l'être progressivement. Au 30 septembre 2022, le montant total disponible aux termes de la convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,8 milliard de dollars, et l'encours se montait à 250 millions de dollars. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée du projet s'élèvera à environ 2,1 milliards de dollars, compte tenu de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars mentionné précédemment.

Le 9 mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation de 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet. La possibilité de devenir un partenaire commercial par l'entremise d'une participation a été offerte aux 20 Premières Nations qui sont parties à des accords existants avec Coastal GasLink LP. Ces dernières ont créé deux entités qui représentent collectivement, à l'heure actuelle, 16 communautés autochtones qui ont confirmé leur appui aux contrats d'option. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du gazoduc, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNG Canada.

Le projet de gazoduc Coastal GasLink est réalisé à environ 75 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 84 % et les canalisations ont été remblayées sur environ 400 km. Des activités de remise en état sont en cours en plusieurs endroits.

Réseau de NGTL

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,9 milliard de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Les travaux de construction se poursuivent pour le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021, et en raison de la conjoncture actuelle du marché ainsi que des retards dus au processus réglementaire et aux conditions météorologiques, le coût en capital estimé du programme atteint 3,5 milliards de dollars. Au 30 septembre 2022, des installations de 2,7 milliards de dollars étaient mises en service. La mise en service des installations restantes est prévue pour le quatrième trimestre de 2022 et le premier trimestre de 2023. Le programme comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 344 km (214 milles), trois postes de compression et les installations connexes, et il permettra d'ajouter une capacité supplémentaire de 1,6 PJ/j (1,5 Gpi³/j) au réseau de NGTL.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Nous poursuivons les travaux de construction pour le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022. En raison de la conjoncture actuelle du marché, des prix des matériaux et des retards d'ordre réglementaire, le coût en capital estimé du programme atteint 1,5 milliard de dollars et les dates de mise en service sont prévues au quatrième trimestre de 2022 et au deuxième trimestre de 2023. Le programme comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 166 km (103 milles), un nouveau poste de compression et les installations connexes et repose sur de nouveaux contrats de service garanti d'au moins huit ans visant une capacité d'environ 773 TJ/j (722 Mpi³/j).

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

Le 2 mars 2022, nous avons obtenu de nouvelles approbations réglementaires visant des installations de 0,5 milliard de dollars, et les approbations restantes sont attendues au quatrième trimestre de 2022. En raison de la complexité du terrain, de la conjoncture actuelle du marché, de l'augmentation des prix des matériaux et du coût de la main-d'œuvre ainsi que des conditions additionnelles d'obtention des permis, le coût en capital estimé de la partie canadienne du programme de livraison parcours ouest atteint 1,5 milliard de dollars et les dates de mise en service des premières installations sont prévues au quatrième trimestre de 2022, tandis que celles des autres installations auront lieu tout au long de 2023. Le programme comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 107 km (66 milles) et les installations connexes et repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j).

Projet Valhalla North et Berland River (VNBR)

En novembre 2022, nous avons donné notre aval au projet VNBR, qui répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés, ajoutant au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 527 TJ/j (500 Mpi³/j) et contribuant à la réduction de l'intensité des émissions de GES dans l'ensemble du réseau. Le projet, dont le coût en capital est estimé à 0,6 milliard de dollars, comprend un nouveau gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles), un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes. Le dépôt auprès de la REC d'une demande à l'égard du projet est prévu pour le troisième trimestre de 2023 et la mise en service est attendue en 2026, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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

Columbia Gas a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en février 2021 et a obtenu l'approbation de la FERC le 25 février 2022. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} avril 2025. Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2026. Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement ont été remboursés aux clients, intérêts compris, au deuxième trimestre de 2022.

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

ANR a déposé, le 28 janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport d'ANR à compter du 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. L'étude du dossier tarifaire avance et nous continuons de travailler en collaboration avec nos clients, la FERC et les autres parties prenantes afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

Règlement tarifaire de Great Lakes

Le 26 avril 2022, la FERC a approuvé le règlement de dossier tarifaire sans opposition de Great Lakes avec ses clients, aux termes duquel Great Lakes et les parties au règlement ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025.

Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes, laquelle a donné lieu à la comptabilisation d'une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 451 millions de dollars US au premier trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour un complément d'information.

Acquisition visant KO Transmission

Le 28 avril 2022, nous avons approuvé l'acquisition d'actifs de KO Transmission d'une valeur d'environ 80 millions de dollars US, lesquels doivent être intégrés à notre gazoduc Columbia Gas. Après le dépôt de la demande relativement à cette acquisition par Columbia Gas auprès de la FERC et l'approbation de cette dernière qui devrait être reçue d'ici la fin de 2022, cette empreinte accrue devrait fournir une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de Columbia Gas vers les marchés en plein essor des sociétés de distribution locales du nord du Kentucky et du sud de l'Ohio. Elle devrait également fournir une plateforme pour les dépenses d'investissement futures, y compris la conversion future de centrales électriques alimentées au charbon dans la région.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de GNR. Ces centres offriraient un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Projets Alberta XPress et North Baja XPress

En avril 2022, la FERC a délivré ses certificats approuvant nos projets Alberta XPress et North Baja XPress. Le projet Alberta XPress est une extension d'ANR qui utilise la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour relier l'offre croissante du BSOC aux marchés d'exportation du GNL de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. La date de mise en service prévue du projet est fin 2022 ou début 2023 et son coût estimatif s'établit à 0,3 milliard de dollars US. Le projet North Baja XPress est conçu pour augmenter la capacité de North Baja en vue de répondre à la demande accrue des clients en modernisant une station de compression existante et deux postes de comptage existants en Arizona et en Californie. Sa mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2023 et son coût total prévu est de 0,1 milliard de dollars US. Toutes les mises à niveau requises pour North Baja XPress seront effectuées sur les biens et dans les installations actuellement détenues et/ou exploitées par North Baja.

Projet Louisiana XPress

Le projet Louisiana XPress, un projet de Columbia Gulf destiné à l'acheminement de gaz naturel vers les installations d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mis en service graduellement au cours du troisième trimestre de 2022.

Projets Elwood Power et Wisconsin Access

Les projets Elwood Power et Wisconsin Access, qui comportent des composantes visant l'amélioration et la fiabilité tout en réduisant les émissions le long de certains tronçons du réseau de pipelines d'ANR, sont entrés en service commercial le 1^{er} novembre 2022.

Projet Gillis Access

En novembre 2022, nous avons approuvé l'aménagement du projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 1,5 Gpi³/j qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, avec les marchés ailleurs en Louisiane. Le système collecteur de 42 miles en Louisiane permettra également au marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide, d'accéder à la production de gaz naturel en provenance de Haynesville et constituera une plateforme en vue de la croissance future dans les marchés du sud-est de la Louisiane. La mise en service du projet est prévue en 2024 et son coût total est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique avec la CFE

Le 4 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. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente permet aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'entreprendre la construction du gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km 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.

L'installation des composantes mécaniques de la section latérale du gazoduc Villa de Reyes a été achevée au deuxième trimestre de 2022, tandis que la mise en service commerciale de Villa de Reyes Nord et de Tula Est a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons avec la CFE et nous prévoyons que la mise en service commerciale des sections latérale et sud du gazoduc Villa de Reyes aura lieu en 2023. Nous avons également convenu d'aménager et de terminer conjointement la construction du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale.

Sous réserve des approbations réglementaires de la commission de la concurrence économique 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. À 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. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH devrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

ÉNERGIE ET STOCKAGE

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le 7 mars 2022, la SIERE a vérifié l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power soumis en décembre 2021. Le programme de RCP du réacteur 3 doit débuter au premier trimestre de 2023 pour se terminer en 2026.

Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté d'environ 10 \$ le MWh le 1^{er} avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2024, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Le réacteur 4 de Bruce Power est le troisième réacteur soumis à son programme de RCP. L'étape de définition du programme de RCP visant le réacteur 4 a été achevée en juin 2022 et l'étape de préparation est désormais en cours et se poursuivra jusqu'à une décision d'investissement finale attendue au quatrième trimestre de 2023. Une base d'estimation préliminaire (qui comprend le coût initial et un calendrier estimatif) devrait être soumise à la SIERE au quatrième trimestre de 2022.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Dans le cadre d'une demande d'information lancée en 2021, nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets d'énergie éolienne ou solaire ou de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés à la partie du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW. Nous continuons d'étudier les propositions reçues dans le cadre de la demande d'information et prévoyons de conclure d'autres contrats ou envisager des occasions d'investissement en 2022.

Projet solaire de Saddlebrook

Le 4 octobre 2022, nous avons annoncé le début des travaux préalables à la construction du projet solaire de Saddlebrook situé à proximité d'Aldersyde, en Alberta. Le coût en capital prévu de ce projet de 81 MW se chiffre à 146 millions de dollars, le projet étant en partie financé à hauteur de 10 millions de dollars par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta). La fin des travaux de construction est prévue pour 2023.

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Carrefours de production d'hydrogène

Dans le cadre de notre entente d'aménagement conjoint visant la production conclue avec Nikola, le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2023, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

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, pourra transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. Conçu pour être un réseau librement accessible, l'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Carburants renouvelables de Lynchburg

Le 17 octobre 2022, nous avons annoncé un investissement de 29 millions de dollars US pour acquérir une participation de 30 % dans le projet de carburants renouvelables de Lynchburg, une installation de production de gaz naturel renouvelable située à Lynchburg, au Tennessee, qui est aménagée par 3 Rivers Energy Partners, LLC. En plus de notre participation, nous commercialiserons l'ensemble du GNR et des attributs environnementaux générés par l'installation lorsqu'elle sera en service, en 2024. Nous avons aussi la possibilité de participer à l'aménagement conjoint de futurs projets de GNR avec 3 Rivers Energy Partners, LLC.

SIÈGE SOCIAL

Vérification fiscale au Mexique

En 2019, l'administration fiscale mexicaine (le service d'administration fiscale ou « SAT ») a réalisé une vérification de la déclaration fiscale de 2013 de l'une des filiales de la société au Mexique. Cette vérification a donné lieu à un avis de cotisation refusant la déduction de toutes les charges d'intérêts et à une cotisation supplémentaire en impôts, pénalités et charges financières totalisant moins de 1 million de dollars US. Nous étions en désaccord avec cet avis et avons engagé des procédures pour le contester. En janvier 2022, nous avons reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle confirmait l'avis du SAT. De septembre 2021 à février 2022, le SAT a établi les avis de cotisation pour les années d'imposition 2014 à 2017 qui refusaient la déduction de toutes les charges d'intérêts et fixaient une retenue d'impôts différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts sur le bénéfice et retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières.

Le 27 avril 2022, nous avons conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, nous avons inscrit une charge d'impôts de 152 millions de dollars US (compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières).

Régime de réinvestissement des dividendes

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre régime de réinvestissement des dividendes (RRD), à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 27 juillet 2022 puis versés le 31 octobre 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 342 millions de dollars en actions ordinaires. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

Actions ordinaires émises aux termes d'un appel public à l'épargne

Le 10 août 2022, nous avons émis 28,4 millions d'actions ordinaires au prix de 63,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. Nous affecterons le produit du placement, directement ou indirectement, collectivement avec d'autres sources de financement et des fonds en caisse, au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

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 des capitaux et recours à la gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir 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, à la gestion du portefeuille, aux coentreprises, au financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 septembre 2022, notre actif à court terme s'élevait à 8,9 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 16,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 7,9 milliards de dollars, comparativement à 5,6 milliards de dollars au 31 décembre 2021. 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;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,6 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 4,6 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 6,0 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 septembre 2022;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, de facilités de crédit complémentaires, de nos activités de gestion du portefeuille, de notre RRD et de nos programmes ACM, 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	
	2022	2021	2022	2021
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 701	1 712	4 350	5 089
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(67)	(227)	511	32
Fonds provenant de l'exploitation	1 634	1 485	4 861	5 121
Postes particuliers :				
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	195	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	14	15	35
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et des coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(1)	—	(3)	120
Programme de départ volontaire à la retraite	—	71	—	71
Recouvrement d'impôts exigibles découlant du programme de départ volontaire à la retraite	—	(14)	—	(14)
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 637	1 556	5 068	5 333

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur, en partie contrebalancés par la hausse des fonds provenant de l'exploitation. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 739 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 par rapport à celles de la période correspondante de 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de la diminution des fonds provenant de l'exploitation.

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 81 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison surtout de la hausse du BAIIA, contrebalancée en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs, l'incidence des dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi que le refinancement du prêt intersociétés et son remboursement subséquent en 2022. Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 265 millions de dollars pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 par rapport à ceux de la période correspondante de 2021 en raison des éléments susmentionnés, contrebalancés en partie par la hausse du BAIIA.

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	
	2022	2021	2022	2021
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 837)	(1 446)	(4 608)	(4 305)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(746)	(241)	(1 181)	(706)
	(2 583)	(1 687)	(5 789)	(5 011)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	95	—	568	—
Prêts à une société liée remboursés (consentis), montant net	101	(620)	(11)	(840)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 205	—	1 237	—
Montants reportés et autres	49	(66)	(4)	(470)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 133)	(2 373)	(3 999)	(6 321)

En 2022, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL, des projets de Columbia Gas et d'ANR, de l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2022 par rapport à 2021 reflète les dépenses liées à l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et à l'expansion du réseau de NGTL, en partie contrebalancées par l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation du permis présidentiel en janvier 2021 et la réduction des dépenses consacrées aux projets d'ANR.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2022 comparativement à 2021, en raison surtout des apports de capitaux propres versés à Coastal GasLink LP, conformément aux ententes définitives de juillet 2022, contrebalancés en partie par la réduction des appels de liquidités de Bruce Power. 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 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 libellé en pesos d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars. 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. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait aux 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.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons reçu des recouvrements contractuels de 95 millions de dollars et de 568 millions de dollars, respectivement, découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021.

Les prêts à une société liée représentent les émissions et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP visant à procurer des liquidités supplémentaires et du financement aux fins du projet. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » 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	
	2022	2021	2022	2021
Billets à payer émis (remboursés), montant net	458	1 448	672	(1 012)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	(2)	47	2 508	7 798
Titres d'emprunt à long terme remboursés	(1 287)	—	(1 313)	(980)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	—	(633)
Dividendes et distributions versés	(923)	(903)	(2 770)	(2 652)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 742	4	1 900	64
Actions privilégiées rachetées	—	—	(1 000)	(500)
Autres	6	—	23	(15)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(6)	596	1 028	2 565

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 2022 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'émission	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2032	800	5,33 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2026	400	4,35 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2052	300	5,92 %
ANR PIPELINE COMPANY	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2032	300 US	3,43 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2034	200 US	3,58 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2037	200 US	3,73 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2029	100 US	3,26 %

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le 1^{er} août 2022, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,0 milliard de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 2,50 %.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En mars 2022, nous avons émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 800 millions de dollars US par l'intermédiaire de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Nous avons affecté le produit de l'émission au rachat de la totalité des actions privilégiées de série 15 de TC Énergie émises et en circulation le 31 mai 2022, conformément à leurs modalités. Se reporter à la note 10, « Émission de billets subordonnés de rang inférieur », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

DIVIDENDES

Le 8 novembre 2022, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,90 \$ par action, payables le 31 janvier 2023 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 décembre 2022.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 27 juillet 2022 puis versés le 31 octobre 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 342 millions de dollars en actions ordinaires. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 3 novembre 2022, nous avons 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et 6 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 3 millions qui pouvaient être exercées.

Le 10 août 2022, nous avons émis 28,4 millions d'actions ordinaires au prix de 63,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. Nous affecterons le produit de l'émission, directement ou indirectement, collectivement avec d'autres sources de financement et des fonds en caisse, au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

Le 31 mai 2022, nous avons racheté la totalité des 40 millions d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et nous avons versé un dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022, exclusivement, comme nous l'avions annoncé le 1^{er} avril 2022.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 3 novembre 2022, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,5 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 3,6 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 6,9 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en circulation. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique « Risques et instruments financiers ».

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations sont essentiellement les mêmes qu'au 31 décembre 2021, reflétant l'incidence nette de la réalisation dans le cours normal des engagements relatifs à la construction, en partie contrebalancée par les nouveaux engagements liés aux projets d'investissement.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2022 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2021 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, 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 2021 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 2021, 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.

Bon nombre de nos instruments financiers et obligations contractuelles comportent des composantes à taux variable qui sont fondées sur le taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») en dollars US, dont certains paramètres ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet aura lieu d'ici le milieu de 2023. Nous nous attendons à appliquer les mesures de simplification prévues dans les directives pour traiter les modifications de contrats comme des événements qui n'exigent pas la réévaluation de contrats ou la réévaluation de déterminations comptables antérieures. Par conséquent, ces changements ne devraient pas avoir une incidence significative sur nos états financiers consolidés. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, nous n'avons relevé aucune modification de contrat applicable par suite de la réforme des taux d'intérêt de référence. Nous continuons de suivre de près les faits nouveaux concernant ces directives.

Le 16 mai 2022, Refinitiv Benchmark Services (UK) Limited, l'administrateur du taux offert en dollars canadiens (Canadian Dollar Offered Rate, ou CDOR), a annoncé qu'il cesserait de calculer et de publier tous les taux CDOR de façon permanente après une dernière publication le 28 juin 2024. Nous évaluons actuellement les conséquences de ces directives sur les contrats et les instruments financiers assortis d'un taux variable s'appuyant sur le CDOR et nous n'avons pas encore déterminé quelle en sera l'incidence 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 peuvent influencer sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Une petite partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar américain. Comme ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar américain peuvent influencer sur notre bénéfice net. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt au Mexique sur la réévaluation des prêts libellés en dollars US consentis à Sur de Texas donnent lieu à une charge ou à un recouvrement d'impôts reportés libellé en pesos pour Sur de Texas, ce qui entraîne des variations du BAIIA comparable. Ces risques sont gérés au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, et les gains et pertes de couverture sont comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres.

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 libellés 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 destinés à la vente;
- la juste valeur des actifs dérivés;
- les prêts consentis;
- l'investissement net dans des contrats de location.

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 2021 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 2022, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Comme il est expliqué à la note 8 « Alliance stratégique de TGNH avec la CFE », une provision pour pertes sur créances attendues avant impôt de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) a été comptabilisée au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, comme l'exigent les PCGR des États-Unis.

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.

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, dans des conditions tant 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.

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova pour détenir 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 et qui a été remboursée en totalité à son échéance, le 15 mars 2022, à hauteur d'environ 1,2 milliard de dollars.

L'état consolidé condensé des résultats reflétait les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels ont été entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	2022	2021	2022	2021	
Intérêts créditeurs ¹	—	22	19	64	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(22)	(19)	(64)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	(42)	(28)	(45)	Intérêts créditeurs et autres
Gains de change ¹	—	42	28	45	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) qui porte 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 elle a affecté le produit au remboursement intégral du prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

Coastal GasLink LP

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

Apport de capitaux propres de TC Énergie et convention de prêt subordonné

En juillet 2022, aux termes des ententes définitives conclues avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, nous avons contracté l'obligation d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, payable sous forme de versements mensuels à compter d'août 2022 jusqu'en février 2023, sans modification de notre participation de 35 %.

Au 30 septembre 2022, l'apport de capitaux propres résiduel de 1,3 milliard de dollars était à payer et pris en compte au poste « Crédoiteurs et autres » au bilan consolidé condensé.

En 2021, nous avons conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP dans le but de fournir un financement temporaire au projet pour couvrir les coûts supplémentaires en attendant l'obtention du relèvement du financement de projet requis. Aux termes de cette convention, le financement a été fourni au moyen de prêts portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux d'intérêt du marché et de prêts ne portant pas intérêt. À la suite des modifications apportées à cette convention de prêt le 28 juillet 2022, les prélèvements sur ce prêt effectués par Coastal GasLink LP seront fournis au moyen d'un prêt portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, qui sera remboursé par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la mise en service du gazoduc Coastal GasLink et la détermination des coûts définitifs du projet. Le montant total consenti en vertu de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 2,1 milliards de dollars, dont une tranche de 1,3 milliard de dollars reflète l'apport de capitaux propres à payer décrit plus haut. L'encours de 250 millions de dollars au 30 septembre 2022 (238 millions de dollars au 31 décembre 2021) est pris en compte dans les prêts à long terme à une société liée au bilan consolidé condensé.

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, offrait une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars et l'encours de néant au 30 septembre 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021) était inclus dans les prêts à des sociétés liées pris en compte dans les autres actifs à court terme au bilan consolidé condensé.

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 recouvrés ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont recouvrés auprès des contribuables ou remboursés à ceux-ci au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(en millions de dollars)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Autres actifs à court terme	702	169
Autres actifs à long terme	69	48
Créditeurs et autres	(1 080)	(221)
Autres passifs à long terme	(239)	(47)
	(548)	(51)

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	42	(43)	(16)	(27)
Change	(283)	(125)	(321)	(183)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	165	58	561	167
Change	(1)	37	27	195
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(21)	(9)	(39)	(32)
Taux d'intérêt	2	(6)	—	(18)

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres.

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 14, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2022, 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 2022 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 2021 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Alliance stratégique avec la CFE

Le 4 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. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente permet aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Convention comptable relative aux contrat de location

Nous déterminons si un contrat contient un contrat de location, comme le prévoient les PCGR des États-Unis, à la date de passation du contrat en exerçant notre jugement au moment d'évaluer les aspects suivants : 1) le contrat stipule un bien déterminé qui est physiquement distinct ou, s'il ne l'est pas, qui représente la quasi-totalité de la capacité du bien; 2) le contrat procure au client le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien; et 3) le client a le droit de décider comment utiliser le bien déterminé et à quelle fin l'utiliser tout au long de la durée du contrat.

S'il est établi que le contrat contient un contrat de location, il faut exercer un degré élevé de jugement pour identifier les composantes locatives distinctes constituant le contrat de location en appréciant si le preneur peut tirer avantage du droit de sa seule utilisation ou de son utilisation avec d'autres ressources qui lui sont facilement accessibles et si le droit d'utilisation ne dépend pas fortement des autres droits d'utilisation des biens sous-jacents prévus au contrat et n'y est pas étroitement lié.

Nous considérons les composantes non locatives comme constituant des éléments distincts d'un contrat qui ne sont pas liés à l'utilisation de l'actif loué. Un bien ou un service promis à un client est distinct dès lors que 1) le client peut tirer parti du bien ou du service pris isolément ou en le combinant avec d'autres ressources aisément disponibles et que 2) la promesse de l'entité de fournir le bien ou le service au client peut être identifiée séparément des autres promesses contenues dans le contrat.

Le contrat de transport intervenu entre TC Énergie et la CFE susmentionnée contient un contrat de location, aux termes des PCGR des États-Unis, comportant de multiples composantes locatives et non locatives. Les composantes locatives représentent la capacité disponible pour la CFE fournie par les gazoducs mis en service lesquels, au 30 septembre 2022, comprenaient les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes Nord et de Tula Est. Quant aux composantes non locatives, elles englobent les services que nous offrons en matière d'exploitation et d'entretien des gazoducs de TGNH mis en service.

La contrepartie afférente au contrat sous forme de droits fixes est affectée aux composantes locatives et non locatives selon le prix de vente spécifique de chaque bien ou service distinct prévu au contrat, au moyen de la méthode du coût attendu plus marge et de la méthode résiduelle. Pour appliquer la méthode du coût attendu plus marge, la société a formulé des jugements afin de déterminer des estimations raisonnables des coûts futurs devant être engagés pour remplir les obligations de prestation non locatives.

Les gazoducs de TGNH sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. Nous exerçons notre jugement afin de déterminer si, au début du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapproche de la valeur comptable restante à la fin de la durée du contrat de location. Les biens sous-jacents ne comportent aucune valeur résiduelle garantie. Cependant, TC Énergie s'attend à poursuivre l'exploitation des gazoducs de TGNH à l'expiration du contrat de location et tant qu'il y aura une offre et une demande gazières au Mexique. À la date de passation du contrat de location, nous avons déterminé que la valeur actualisée de la somme des paiements de loyers futurs sur la durée du contrat de location excédait la quasi-totalité de la juste valeur des gazoducs de TGNH sous-jacents mis en service, et ils ont donc été classés en tant que contrats de location-vente.

Contrats de location-vente et provision pour pertes sur créances attendues

Au 30 septembre 2022, nous avons comptabilisé un investissement net total dans des contrats de location-vente totalisant 2 393 millions de dollars et aucun gain ni aucune perte n'avait été pris en compte à la décomptabilisation des immobilisations corporelles respectives au bilan consolidé condensé.

L'investissement net dans des contrats de location attribuable aux contrats de location-vente est considéré comme un actif financier pouvant faire l'objet d'une dépréciation selon la méthode de la perte attendue pour la durée de vie au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Les pertes sur créances attendues sont calculées en appliquant un modèle et une méthode fondée sur des hypothèses et l'exercice du jugement à l'égard des données passées, des renseignements sur la contrepartie actuelle et des prévisions raisonnables et justifiables sur la conjoncture économique future. Comme l'exigent les PCGR des États-Unis, la méthode que nous employons comprend la prise en compte de la probabilité de défaut (probabilité que le preneur fasse défaut au cours de la durée du contrat), de la perte en cas de défaut (perte économique en proportion du solde de l'investissement net dans le contrat en cas de défaut) et de l'exposition en cas de défaut (solde de l'investissement net dans le contrat au moment du défaut hypothétique) relativement à l'information prospective sur un horizon de un an, qui comprend des hypothèses concernant des conditions macroéconomiques futures selon trois scénarios futurs établis par pondération probabiliste. Le PIB du Mexique, le ratio dette/PIB du gouvernement mexicain et l'inflation au Mexique sont les facteurs macroéconomiques les plus pertinents pour apprécier la capacité du preneur à régler l'investissement net dans des contrats de location.

Les pertes sur créances attendues sont recalculées à chaque date de présentation de l'information financière dans le but de refléter les changements apportés dans les hypothèses et les prévisions concernant la conjoncture future. Pour ce qui est de l'investissement net dans des contrats de location, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues avant impôt de 71 millions de dollars (53 millions de dollars US) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, qui a été portée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Nos entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») non consolidées sont des entités légales dans lesquelles TC Énergie n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. L'évaluation servant à déterminer si une entité est une EDDV et, le cas échéant, si TC Énergie en est le principal bénéficiaire est effectuée à la création de l'entité ou lors d'un événement déclenchant une réévaluation. Nous examinons les critères particuliers et faisons appel à notre jugement pour déterminer si nous sommes le principal bénéficiaire de l'EDDV. Au cours du troisième trimestre de 2022, un événement déclenchant une réévaluation s'est produit à l'égard de notre participation dans Coastal GasLink LP par suite des ententes révisées visant le projet et de l'apport de capitaux propres supplémentaire de 1,9 milliard de dollars de TC Énergie. Nous avons exercé notre jugement dans l'analyse du principal bénéficiaire et nous avons déterminé que le contrôle demeurait partagé entre les partenaires. Par conséquent, TC Énergie n'est pas le principal bénéficiaire. En outre, nous avons évalué notre participation dans Coastal GasLink LP et avons conclu qu'il n'existait aucune indication de dépréciation au 30 septembre 2022.

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 circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. Nous pouvons tout d'abord faire une évaluation fondée sur des facteurs qualitatifs. Si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif.

Au cours du premier trimestre de 2022, nous avons choisi de saisir une occasion imprévue de prolonger les tarifs avec recours existants de Great Lakes. Cela nous a incités à réévaluer l'incidence du maintien des tarifs avec recours au niveau actuel plutôt qu'à aller de l'avant avec le processus de dossier tarifaire précédemment présumé de Great Lakes en 2022.

Le 18 mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement préalable au dépôt avec ses clients et déposé un règlement de dossier tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes duquel Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes. Les tarifs avec recours étant maintenus au niveau actuel pour les trois prochaines années, les attentes en matière de passation de contrats, de possibilités de croissance et d'autres occasions à court terme sur les plans commerciaux et réglementaires ont subi une incidence négative.

La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Il a été déterminé que la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, et qu'une charge de dépréciation était nécessaire. En conséquence, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant impôts (531 millions de dollars après impôts) au titre du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui est prise en compte dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs à l'état consolidé condensé des résultats et exclue du résultat comparable. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great-Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 30 septembre 2022 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2021). Il existe un risque que d'autres réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes.

Nous avons choisi d'attribuer la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en premier lieu à l'écart d'acquisition non déductible aux fins de l'impôt, le reliquat étant imputé, le cas échéant, à l'écart d'acquisition déductible aux fins de l'impôt. La majeure partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes a été affectée à l'écart d'acquisition non déductible et le recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars était attribuable à la partie de l'écart d'acquisition qui était déductible aux fins de l'impôt.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2021, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2021 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022				2021				2020
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	
Produits	3 799	3 637	3 500	3 584	3 240	3 182	3 381	3 297	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	841	889	358	1 118	779	975	(1 057)	1 124	
Résultat comparable	1 068	979	1 103	1 028	970	1 038	1 106	1 069	
Données par action									
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$	1,14 \$	0,80 \$	1,00 \$	(1,11) \$	1,20 \$	
Résultat comparable par action ordinaire	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$	1,05 \$	0,99 \$	1,06 \$	1,16 \$	1,14 \$	
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,81 \$	

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans les secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des gazoducs au Mexique, les produits et le bénéfice sectoriel trimestriels sont en général relativement stables au cours d'un même exercice, sauf que les volumes de production à court terme de nos gazoducs aux États-Unis sont soumis à des variations saisonnières. À long terme, cependant, les produits et le bénéfice net trimestriels fluctuent pour les raisons suivantes :

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

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel sont fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation de liquides. De plus, les produits et le bénéfice sectoriel 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 de liquides et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Dans le secteur de l'énergie et du stockage, les produits et le bénéfice sectoriel 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 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 TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non 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.

Nous excluons du résultat comparable les gains non réalisés et les pertes non réalisées 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. À compter du premier trimestre de 2022, avec retraitement rétroactif des périodes antérieures, nous excluons des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des placements détenus 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.

Au troisième trimestre de 2022, TGNH et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Comme cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésoreries inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations non réalisées des mesures comparables. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Nous excluons également des mesures comparables les gains et les pertes de change non réalisés sur le prêt à une société liée libellé en pesos ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car ces montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront 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. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

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

- des coûts de préservation et d'entreposage 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 d'entreposage 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 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 d'entreposage 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 d'entreposage 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.

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

- une charge de 55 millions de dollars, après impôts, se rapportant aux paiements de transition engagés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- des coûts de préservation et autres coûts de 11 millions de dollars, après impôts, se rapportant principalement à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL.

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

- des coûts de préservation et autres coûts de 16 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle soit résiliée;
- un recouvrement de 13 millions de dollars, après impôts, de certains coûts auprès de la SIERE se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020;
- une charge de dépréciation d'actifs supplémentaire de 2 millions de dollars après impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2021 est également exclue :

- une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, de 2,2 milliards de dollars après impôts découlant de la suspension officielle du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation du permis présidentiel en janvier 2021.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2020 sont également exclus :

- une perte additionnelle de 81 millions de dollars, après impôts, se rapportant à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- une reprise de 18 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable;
- un recouvrement d'impôts additionnel de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream en 2019.