

Rapport de gestion

Le 15 février 2024

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Le rapport de gestion doit par ailleurs être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2023, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	10
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	15
• Trois entreprises essentielles	16
• Notre stratégie	17
• Points saillants des résultats financiers de 2023	21
• Perspectives	30
• Programme d'investissement	31
ENTREPRISE DE GAZODUCS	36
GAZODUCS – CANADA	46
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	51
GAZODUCS – MEXIQUE	56
PIPELINES DE LIQUIDES	61
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	72
SIÈGE SOCIAL	82
INCIDENCE DU CHANGE	89
SITUATION FINANCIÈRE	91
AUTRES RENSEIGNEMENTS	104
• Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise	104
• Contrôles et procédures	122
• Estimations comptables critiques	123
• Instruments financiers	125
• Transactions avec des parties liées	127
• Modifications comptables	128
• Résultats trimestriels	129
GLOSSAIRE	142

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TC Énergie » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à Corporation TC Énergie et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 142. Tous les renseignements sont en date du 15 février 2024 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

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

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

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

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

- les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- les remboursements d'impôts sur le bénéfice, les provisions pour moins-value et les ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- les règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, les règlements dans le cadre de faillites et les autres règlements;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration;
- les ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques au titre des fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des produits de base.

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

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

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

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

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

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

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

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

BAIIA comparable et BAII comparable

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

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

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

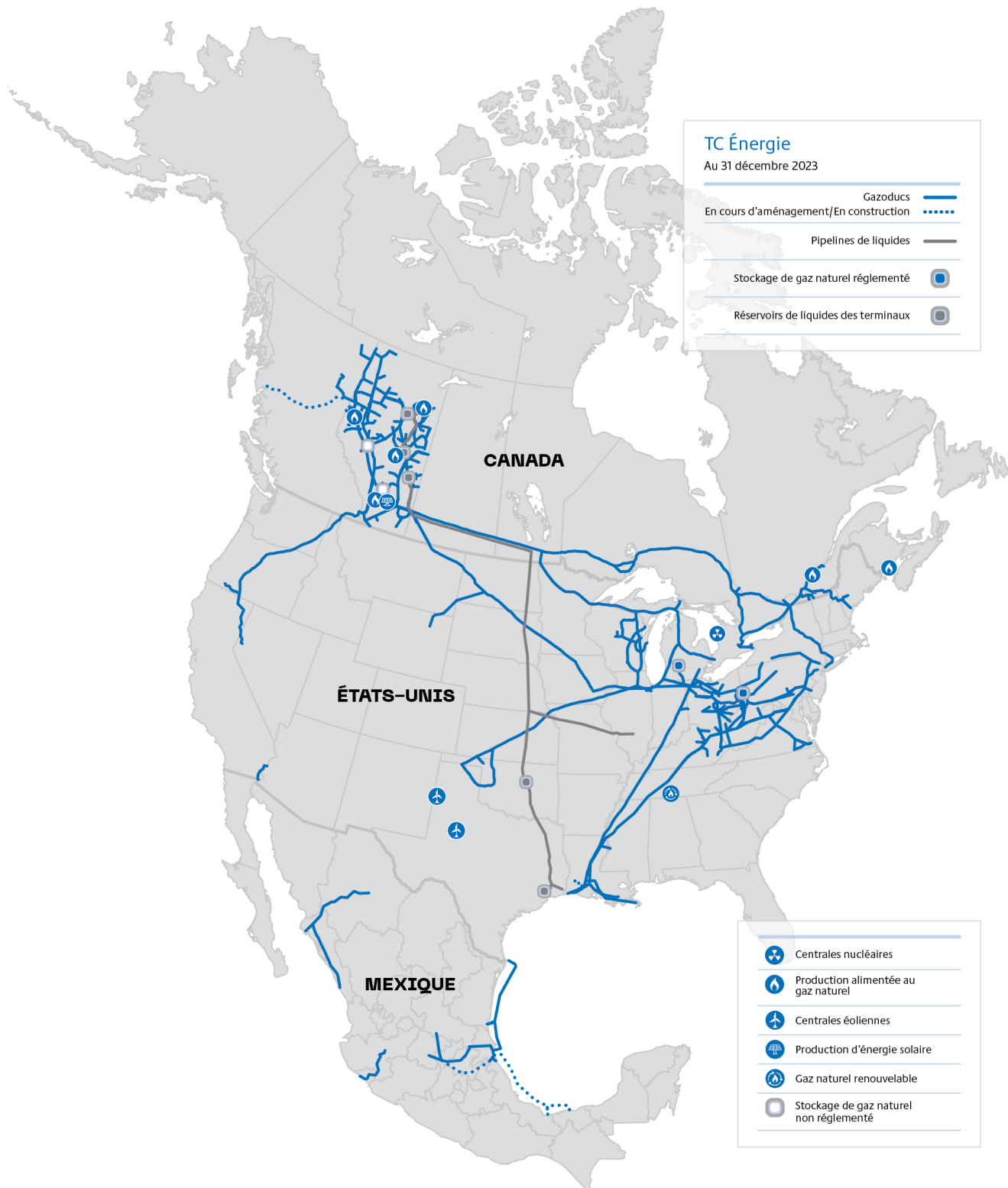
Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées à la note 30 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2023. Nous croyons qu’il s’agit d’une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d’exploitation consolidés étant donné qu’ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu’ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Dépenses en immobilisations nettes

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

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 70 ans, TC Énergie est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons trois entreprises essentielles, soit Gazoducs, Pipelines de liquides et Énergie et solutions énergétiques. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie et solutions énergétiques. Nous avons aussi un secteur Siège social qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance et le financement des secteurs d'exploitation de TC Énergie et leur fournit divers autres services.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Total de l'actif par secteurs		
Gazoducs – Canada	29 782	27 456
Gazoducs – États-Unis	50 499	50 038
Gazoducs – Mexique	12 003	9 231
Pipelines de liquides	15 490	15 587
Énergie et solutions énergétiques	9 525	8 272
Siège social	7 735	3 764
	125 034	114 348
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Total des produits par secteurs		
Gazoducs – Canada	5 173	4 764
Gazoducs – États-Unis	6 229	5 933
Gazoducs – Mexique	846	688
Pipelines de liquides	2 667	2 668
Énergie et solutions énergétiques	1 019	924
	15 934	14 977
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
BAIIA comparable par secteurs¹		
Gazoducs – Canada	3 335	2 806
Gazoducs – États-Unis	4 385	4 089
Gazoducs – Mexique	805	753
Pipelines de liquides	1 457	1 366
Énergie et solutions énergétiques	1 020	907
Siège social	(14)	(20)
	10 988	9 901

¹ Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour un complément d'information sur le rapprochement du bénéfice sectoriel et du BAIIA comparable.

NOTRE STRATÉGIE

Notre vision consiste à être la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain, en produisant, stockant et distribuant de façon sécuritaire l'énergie dont la population a besoin chaque jour. Notre but est de constituer, de faire grandir et d'exploiter, de façon sécuritaire, un portefeuille d'infrastructures qui nous permet de prospérer, peu importe le rythme de la transition énergétique et l'orientation que celle-ci prendra, et aux différents stades du cycle économique. Nous sommes une équipe de personnes travaillant à trouver des solutions pour acheminer cette énergie d'une façon sûre, fiable, sécuritaire et abordable grâce à des solutions énergétiques à faibles émissions de carbone, comme le gaz naturel, l'énergie nucléaire et l'accumulation hydro-électrique par pompage.

Nos actifs regroupent des réseaux de transport, de stockage et de livraison de gaz naturel et de pétrole brut ainsi que des actifs de production d'électricité. Ces infrastructures de longue durée desservent tous les corridors stratégiques de l'Amérique du Nord et reposent sur nos postures prudentes en matière de risques et sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée. Nos actifs produisent des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables et constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque assimilable à un service public. Notre stratégie à long terme est articulée autour de plusieurs convictions profondes :

- le gaz naturel continuera de jouer un rôle de première importance dans l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord et contribuera à la réduction des émissions de GES dans le monde;
- le pétrole brut restera une composante importante de l'offre de carburant;
- les besoins en sources d'énergie fiables et à la demande pour soutenir la stabilité du réseau électrique s'accroîtront considérablement;
- les infrastructures actuelles prendront de la valeur en raison des difficultés qui gênent la construction de toutes les nouvelles infrastructures énergétiques linéaires, en particulier des pipelines.

Le 27 juillet 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission et, le 8 novembre 2023, nous avons indiqué que la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommerait South Bow Corporation. En plus de l'approbation des actionnaires et des tribunaux, la scission est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, à l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. Nous prévoyons que la scission sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Ventilation du BAIIA comparable¹

Exercice clos le 31 décembre	2023	2022
BAIIA comparable par secteurs		
Gazoducs – Canada	31 %	28 %
Gazoducs – États-Unis	40 %	41 %
Gazoducs – Mexique	7 %	8 %
Pipelines de liquides	13 %	14 %
Énergie et solutions énergétiques	9 %	9 %
	100 %	100 %

1 Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteurs.

Notre composition d'actifs continuera d'évoluer en fonction des sources d'énergie en Amérique du Nord. Nous prévoyons que les changements suivants surviendront dans la répartition des capitaux du fait que le monde entier fait des avancées vers un avenir plus sobre en carbone tout en conjuguant la sécurité énergétique et l'accessibilité :

- notre secteur des gazoducs continuera d'attirer des capitaux du fait de la conversion au gaz des centrales électriques alimentées au charbon ainsi que des exportations de GNL;
- la proportion de notre secteur Énergie et solutions énergétiques dans notre portefeuille est appelée à s'élargir progressivement avec le temps pour être fortement concentrée vers l'énergie nucléaire et les solutions d'accumulation hydro-électrique par pompage. Des investissements mesurés dans les technologies émergentes permettront de développer des capacités complémentaires à nos activités principales, sans prendre de risques volumétriques, de risques liés aux prix des produits de base ou de risques technologiques inconsidérés;
- la scission des activités liées aux pipelines de liquides permettra d'être à l'affût des occasions de croissance afin d'accroître la valeur de l'entreprise.

Éléments clés de notre stratégie

1 Maximiser la valeur de nos éléments d'infrastructure et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

- Le fondement même de notre entreprise demeure la sécurité et la fiabilité de notre exploitation, le maintien de l'intégrité de nos infrastructures et la réduction de notre empreinte environnementale.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs ainsi que des installations de stockage; ils relient les bassins d'approvisionnement à faible coût et de longue durée aux principaux marchés de l'Amérique du Nord et aux marchés d'exportation, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Nos actifs de production d'électricité et de stockage non réglementés sont pour la plupart visés par des contrats à long terme qui nous procurent des flux de trésorerie et des revenus stables.

2 Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel, composé d'environ 31 milliards de dollars destinés à des projets garantis, qui reposent la plupart sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée. Nous prévoyons que ces investissements contribueront à accroître les résultats et les flux de trésorerie lorsque les actifs seront mis en service.
- Notre vaste empreinte nous procure des occasions de croissance considérables dans les corridors déjà exploités qui soutiennent nos positions bien établies dans les domaines du gaz naturel, des liquides et de l'énergie nucléaire. Cela comprend également les possibilités futures de déployer des technologies d'infrastructure à faibles émissions de GES telles que les solutions d'accumulation hydro-électrique par pompage 'hydrogène et le captage du carbone, qui contribueront à réduire nos émissions de GES et celles de nos clients, tout en favorisant la durée de vie de nos actifs existants.
- Nous nous efforçons d'aménager des projets et de gérer les risques liés à la construction en suivant une approche rigoureuse qui favorise la maximisation de l'efficacité des investissements et du rendement pour nos actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans notre expérience ainsi que dans notre expertise en matière de politiques, de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinaires et d'autres installations énergétiques.
- La sécurité, le caractère exécutable, la rentabilité et la responsabilité à l'égard des principes de durabilité sous-tendent chacun de nos investissements.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur et d'investissements de grande qualité

- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel, qui protègent et développent nos activités, qui accroissent la résilience future dans un contexte de transformation des sources d'énergie et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants qui cadrent avec nos préférences en matière de risque. Se reporter à la rubrique « Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise » pour consulter un aperçu de nos risques d'entreprise.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance à tarifs réglementés ou visés par des ententes commerciales à long terme dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage d'un projet.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables, que la technologie soit éprouvée et que les risques et les rendements inhérents soient connus et acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets, notamment les initiatives de croissance à faibles émissions de carbone dans de nouveaux sous-secteurs pour lesquels nous sommes susceptibles d'occuper une forte position concurrentielle dans le futur.
- Nous surveillons les tendances de l'offre et de la demande propres au secteur de l'énergie et nous analysons la performance de notre portefeuille dans divers scénarios d'évolution des sources d'énergie. Cette surveillance nous aide à repérer les occasions susceptibles d'assurer notre résilience, de renforcer nos actifs ou d'accroître la diversification de notre portefeuille.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales en sécurité, en excellence opérationnelle, en création d'occasions d'investissement, en réalisation des travaux et en relations avec les parties prenantes, de même que dans les secteurs d'importance clé pour la durabilité, pour dégager une valeur actionnariale.
- Le recours à une démarche disciplinée en matière de répartition du capital nous permet de maximiser la valeur à court, moyen et long termes tout en protégeant nos entreprises bien établies et en les faisant croître. Nous répartissons le capital de manière à améliorer l'étendue et la compétitivité des coûts des services que nous offrons, à prolonger la durée de vie de nos actifs, à accroître la diversification et à renforcer la compétitivité de nos actifs en matière d'empreinte carbone.
- Nous croyons que notre portefeuille diversifié et de grande qualité d'actifs en place génère des flux de trésorerie prévisibles et à faible risque et nous place dans une position avantageuse pour réussir face à n'importe quel scénario de transition énergétique tout au long des cycles économiques.
- Une attention particulièrement soutenue à l'égard de la gestion des talents nous permet d'avoir les capacités nécessaires à l'exécution de notre stratégie et à sa concrétisation en résultats tangibles.

Notre avantage concurrentiel

Les besoins en solutions énergétiques sécuritaires, fiables, sûres et abordables gagnent en importance. Notre solide position concurrentielle nous vient de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques, d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et d'un modèle éprouvé de répartition du capital. Nous ne perdons jamais de vue notre raison d'être, qui consiste à combler les besoins en énergie actuels et futurs de la population. Nous y parviendrons d'une manière sûre et responsable et en respectant les valeurs de collaboration et d'intégrité qui sont les nôtres, en misant sur les atouts suivants :

- **Gouvernance et leadership forts** – Notre approche de l'éthique des affaires, de la gestion des risques d'entreprise, du comportement à l'égard de nos concurrents, de nos compétences en exploitation et en élaboration de stratégies et du soutien financier, juridique et réglementaire et de nos relations avec les parties prenantes commerciales obéit à des règles de gouvernance strictes.
- **Portefeuille de grande qualité** – Notre vaste empreinte et les entreprises du réseau pouvant accéder aux marchés qui présentent d'importantes barrières à l'entrée caractérisent l'avantage stratégique qui sous-tend notre vision. Notre portefeuille d'actifs à faible risque nous procure l'envergure nécessaire pour assurer des services d'infrastructures essentiels et extrêmement compétitifs ainsi que maximiser la valeur de nos investissements à toutes les étapes du cycle économique. Le transport de gaz naturel en provenance du BOSC, le transport de gaz naturel depuis le bassin des Appalaches, l'importation de gaz naturel au Mexique, l'exportation de pétrole brut vers les marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique et la production d'énergie nucléaire à la centrale de Bruce Power en Ontario sont les cinq plateformes de notre portefeuille. Non seulement ces plateformes permettent-elles de diversifier le portefeuille, mais elles positionnent également TC Énergie à titre de leader dans le secteur des infrastructures énergétiques. La synergie que permet notre envergure favorise le transport des molécules et des électrons, ce qui nous procure la souplesse nécessaire en vue de consacrer des capitaux à l'adoption du gaz naturel, de l'électrification ou d'autres technologies émergentes à faibles émissions de carbone qui sont complémentaires à nos activités principales.
- **Discipline rigoureuse** – Notre personnel possède un niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques. Nos employés font de l'excellence opérationnelle une priorité; leur engagement envers la santé, la sécurité, la durabilité et la protection de l'environnement épouse le contexte actuel et pourra s'adapter à l'évolution du secteur de l'énergie.
- **Position financière** – Notre performance financière est solide et constante, tout comme notre stabilité et notre rentabilité à long terme ainsi que notre démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux. Nous sommes à même d'accéder à des montants en capitaux considérables pour financer nos nouveaux investissements tout en préservant la souplesse financière nécessaire à nos activités dans toutes les conditions de marché, ce qui comprend les sorties d'actifs. Nous générons des dividendes tout en assurant la croissance. De plus, nous veillons à maintenir la simplicité et la clarté de nos activités et de notre structure d'entreprise.
- **Capacité d'adaptation démontrée** – Nous avons maintes fois fait la preuve de notre capacité à transformer les changements politiques ou technologiques en occasions. C'est ainsi que nous sommes par exemple revenus sur le marché mexicain lorsque le pays a délaissé les carburants fossiles pour adopter le gaz naturel, que nous avons inversé le sens d'écoulement de nos pipelines devant la révolution que représentait le gaz de schiste, que nous avons modifié la vocation du réseau principal au Canada, dont la capacité était sous-utilisée, et qui transporte maintenant du pétrole brut au lieu du gaz naturel, que nous avons installé des postes de compression électrique ou remplacé des postes de compression à gaz par l'électrification, ou les deux, notamment pour le projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») et le projet WR respectivement au Canada et aux États-Unis, et que nous évaluons actuellement l'aménagement d'installations de stockage d'énergie propre et adaptable dans le réseau de distribution d'électricité au moyen du projet proposé d'accumulation par pompage en Ontario.
- **Engagement envers la durabilité** – Nous nous efforçons d'interagir avec l'environnement, les associations autochtones, les communautés et les propriétaires fonciers dans une visée à long terme. Nous veillons à la transparence de nos communications relatives à la durabilité avec toutes les parties en cause. Nous publions, dans notre Rapport sur la durabilité annuel, l'intensité de nos émissions de GES à l'échelle de la société. En 2023, nous avons publié des rapports sur la fiabilité en matière de présentation des émissions de méthane et sur le lobbying relatif aux changements climatiques en vue d'accroître la transparence et de mieux cerner nos objectifs liés au climat et les efforts que nous devons déployer. Nous poursuivons l'évaluation de nos cibles visant la réduction des émissions et des principaux éléments qui composent notre plan de réduction à long terme en tenant compte de divers critères dont les faits nouveaux en matière de politique, de réglementation, d'échanges commerciaux et d'économie, les résultats de notre programme de rotation du capital et la scission proposée de

nos activités liées aux pipelines de liquides. Conformément à nos engagements publiés dans notre Rapport de 2023 sur la durabilité, nos engagements actualisés en matière de durabilité reflètent les principaux enjeux les plus pertinents pour notre entreprise et nos parties prenantes. Nous continuons de miser sur nos neuf engagements envers la durabilité ainsi que sur les mesures et les cibles s'y rapportant qui nous permettront d'atteindre des émissions nettes nulles provenant de nos activités d'ici 2050, faisant en sorte que notre société soit en bonne position pour connaître la prospérité à long terme.

- **Communications franches** – Nous entretenons avec soin nos relations avec nos clients, nos fournisseurs, les organismes de réglementation et les autres parties prenantes, et nous veillons à communiquer clairement et en toute franchise avec nos investisseurs afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

Nos préférences en matière de risque

Voici un aperçu de notre approche en ce qui concerne le risque :

Maintenir notre vigueur et notre souplesse financières

- Financer nos nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d'emprunt actuelle, à des partenariats et à des sorties d'actifs.

Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables

- Choisir des investissements dont le risque d'exécution est connu, acceptable et gérable et qui tiennent compte des préférences de nos parties prenantes, de nos accords de partenariat, du capital humain et des contraintes de capacité.

Détenir des entreprises soutenues par des facteurs fondamentaux et des politiques solides

- Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides facteurs fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par des politiques et une réglementation favorables ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.

Gérer nos emprunts de sorte que notre cote de crédit soit toujours parmi les meilleures du secteur

- Maintenir une cote de crédit saine, de qualité supérieure, constitue un important avantage concurrentiel, et TC Énergie s'efforcera de faire en sorte que son profil de crédit demeure parmi les meilleurs de son secteur tout en protégeant les intérêts de ses actionnaires et de ses investisseurs.

Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties

- Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2023

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement en matière d'exploitation. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et les pages 24 et 96 ainsi que les sections portant sur les résultats financiers de chaque secteur pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Bénéfice			
Produits	15 934	14 977	13 387
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
par action ordinaire – de base	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$
BAIIA comparable ¹	10 988	9 901	9 368
Résultat comparable	4 652	4 279	4 142
par action ordinaire	4,52 \$	4,30 \$	4,26 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 980	7 353	7 406
Dépenses d'investissement ²	12 298	8 961	7 134
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(307)	—	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	33	—	35
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ³	5 328	—	—
Bilan⁴			
Total de l'actif	125 034	114 348	104 218
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	52 914	41 543	38 661
Billets subordonnés de rang inférieur	10 287	10 495	8 939
Actions privilégiées	2 499	2 499	3 487
Participations sans contrôle	9 455	126	125
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	27 054	31 491	29 784
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,72 \$	3,60 \$	3,48 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	1 030	995	973
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	1 037	1 018	981

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la page 12.

2 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 5, intitulée « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés 2023 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

3 Inscrite dans les activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

4 Aux 31 décembre.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Gazoducs – Canada	(90)	(1 440)	1 449
Gazoducs – États-Unis	3 531	2 617	3 071
Gazoducs – Mexique	796	491	557
Pipelines de liquides	1 011	1 123	(1 600)
Énergie et solutions énergétiques	1 004	833	628
Siège social	(116)	8	(46)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	6 136	3 632	4 059
Intérêts débiteurs	(3 263)	(2 588)	(2 360)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	575	369	267
Gains (pertes) de change, montant net	320	(185)	10
Intérêts créditeurs et autres	242	146	190
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166
(Charge) recouvrement d'impôts	(942)	(589)	(120)
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(146)	(37)	(91)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	2 922	748	1 955
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(107)	(140)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré en 2023 à 2,8 milliards de dollars, ou 2,75 \$ par action (0,6 milliard de dollars, ou 0,64 \$ par action, en 2022; 1,8 milliard de dollars, ou 1,87 \$ par action en 2021), soit une hausse de 2,2 milliards de dollars, ou 2,11 \$ par action, comparativement à 2022. La hausse importante pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 comparativement à 2022 et la baisse importante du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,2 milliard de dollars, ou 1,23 \$ par action, en 2022 par rapport à 2021 s'expliquent principalement par l'incidence nette des postes particuliers décrits ci-après. Le bénéfice net par action ordinaire de tous les exercices reflète aussi l'incidence des actions ordinaires émises, y compris les actions ordinaires émises à l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021.

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

2023

- une charge de dépréciation de 1,9 milliard de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink Pipeline LP »). Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge de 52 millions de dollars après impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et comprend des frais financiers à payer de 10 millions de dollars avant impôts;
- une charge après impôts de 48 millions de dollars se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Faits marquants – Siège social » pour obtenir des précisions;
- une perte de change latente de 44 millions de dollars après impôts sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Se reporter à la rubrique « Faits marquants – Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions;
- une charge après impôts de 34 millions de dollars au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Faits marquants – Pipelines de liquides » pour obtenir un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 14 millions de dollars après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;

- un recouvrement après impôts de 55 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars se rapportant à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et à un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par les ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

2022

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 531 millions de dollars, après impôts, liée à Great Lakes;
- une charge d'impôts de 196 millions de dollars découlant du règlement relatif à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 114 millions de dollars, après impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 19 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à l'incidence nette d'un impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021, contrebalancée en partie par un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et par des ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

2021

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,1 milliards de dollars après impôts, déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'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 après impôts de 48 millions de dollars liée aux paiements de transition versés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR »);
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 37 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL, ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle soit résiliée;
- un gain de 19 millions de dollars, après impôts, sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- un recouvrement de 7 millions de dollars, après impôts, visant principalement certains coûts auprès de la SIERE se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

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

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
Postes particuliers, déduction faite des impôts			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	1 943	2 643	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	52	20	—
Coûts liés au projet Focus	48	—	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	44	—	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	36	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	34	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	14	19	37
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(55)	114	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(18)	5	2 134
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	531	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	196	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	48
Gain sur la vente de Northern Courier	—	—	(19)
Gain sur la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	(7)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(5)	13	(11)
Activités de gestion des risques ¹	(270)	97	145
Résultat comparable	4 652	4 279	4 142
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	1,89	2,66	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	0,05	0,02	—
Coûts liés au projet Focus	0,05	—	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	0,04	—	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	0,03	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	0,03	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,01	0,02	0,04
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(0,05)	0,11	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(0,02)	0,01	2,19
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	0,53	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	0,20	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	0,05
Gain sur la vente de Northern Courier	—	—	(0,02)
Gain perte sur la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	(0,01)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	0,01	(0,01)
Activités de gestion des risques	(0,26)	0,10	0,15
Résultat comparable par action ordinaire	4,52 \$	4,30 \$	4,26 \$

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gazoducs – États-Unis	80	(15)	6
Pipelines de liquides	(34)	20	(3)
Installations énergétiques au Canada	(31)	4	12
Installations énergétiques aux États-Unis	9	—	—
Stockage de gaz naturel	91	11	(6)
Change	246	(149)	(203)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(91)	32	49
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	270	(97)	(145)

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	3 335	2 806	2 675
Gazoducs – États-Unis	4 385	4 089	3 856
Gazoducs – Mexique	805	753	666
Pipelines de liquides	1 457	1 366	1 526
Énergie et solutions énergétiques	1 020	907	669
Siège social	(14)	(20)	(24)
BAIIA comparable	10 988	9 901	9 368
Amortissement	(2 778)	(2 584)	(2 522)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 253)	(2 588)	(2 354)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	575	369	267
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	118	(8)	254
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	278	146	190
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(1 037)	(813)	(830)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(146)	(37)	(91)
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(107)	(140)
Résultat comparable	4 652	4 279	4 142
Résultat comparable par action ordinaire	4,52 \$	4,30 \$	4,26 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le BAIIA comparable de 2023 a été supérieur de 1 087 millions de dollars à celui de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs - Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL ainsi qu'au bénéfice à la hausse découlant de Coastal GasLink afférent à la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars sous réserve de l'atteinte de certains jalons;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power du fait d'un prix contractuel plus élevé, d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la charge d'amortissement moindre, contrebalancés en partie par l'intensification des activités d'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs - États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, à une augmentation nette du résultat d'ANR suivant une hausse des tarifs de transport prenant effet en août 2022 et aux marges réalisées plus élevées de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts d'exploitation par suite de l'utilisation accrue du réseau et le repli des prix des produits de base pour notre entreprise d'exploitation des minéraux;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides attribuable à la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et à l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion de nos activités libellées en dollars US;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs - Mexique, principalement attribuable à certains tronçons des gazoducs Villa de Reyes et Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu aux troisième trimestres de 2022 et de 2023, respectivement, ce qui a été contré en partie par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison surtout de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation des intérêts débiteurs;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 92, le BAIIA comparable libellé en dollars US a augmenté de 142 millions de dollars US par rapport à celui de 2022, qui a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,35 en 2023, contre 1,30 en 2022. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

BAIIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAIIA comparable de 2022 a été supérieur de 533 millions de dollars à celui de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable surtout aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé, au relèvement des prix de l'électricité réalisés ainsi qu'aux apports à la hausse tirés des installations de stockage de gaz naturel et autres en raison de l'élargissement des écarts réalisés en 2022;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs - États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, à la hausse des prix des produits de base de notre entreprise d'exploitation des minéraux et au résultat net plus important de Columbia Gas du fait de l'augmentation des tarifs de transport qui a pris effet en février 2021;
- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs - Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse des coûts transférables et de l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL ainsi qu'à la baisse des coûts transférables, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des revenus incitatifs quant au réseau principal au Canada;
- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs - Mexique, principalement attribuable à certains tronçons des gazoducs Villa de Reyes et Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA moins élevé du secteur Pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs et des volumes contractuels à la baisse sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, de l'apport moindre des activités de commercialisation des liquides et de l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion de nos activités libellées en dollars US;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 92, le BAIIA comparable en dollars US a reculé de 63 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; cependant, il a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,30 en 2022, contre 1,25 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le résultat comparable de 2023 a été supérieur de 373 millions de dollars, ou 0,22 \$ par action ordinaire, à celui de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US en 2023 par rapport à 2022 et à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la hausse du résultat comparable imposable, à l'exposition au change au Mexique et à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrés en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et des ajustements liés à l'inflation au Mexique;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets ainsi que des acquisitions des parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas »), facteurs en partie contrebalancés par la cessation de l'inscription d'une charge d'amortissement liée aux actifs de TGNH au Mexique, qui sont comptabilisées à titre de contrats de location;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison de l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et dans Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») et de l'acquisition des parcs éoliens au Texas;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable au projet de gazoduc Southeast Gateway et à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction, ce qui a été contrebalancé en partie par les projets mis en service;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- l'incidence des activités menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et par la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable de 2022 a été supérieur de 137 millions de dollars, ou 0,04 \$ par action ordinaire, à celui de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'incidence des dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et la réévaluation en dollars US de nos passifs monétaires nets libellés en pesos, facteurs contrebalancés en partie par les activités entreprises pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux taux d'intérêt plus élevés sur les emprunts à court terme à la hausse, aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des échéances, et à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres imputable au remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés contracté par la coentreprise Sur de Texas;
- 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, en partie annulée par l'incidence des dépenses en immobilisations moins élevées et des projets mis en service;
- l'augmentation de la charge d'amortissement par suite de la mise en service de nouveaux actifs et du raffermissement du dollar américain en 2022;
- 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 charge d'impôts moins élevée essentiellement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et de l'augmentation des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrés en partie par la hausse du bénéfice assujetti à l'impôt et des autres provisions pour moins-value;
- la diminution des dividendes sur les actions privilégiées suivant le rachat d'actions privilégiées en 2022 et 2021.

Le résultat comparable par action ordinaire reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2023 et 2022 ainsi que l'effet des actions ordinaires émises aux fins de l'acquisition de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP, en mars 2021. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 7,3 milliards de dollars en 2023, soit 14 % de plus qu'en 2022, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de l'augmentation des fonds provenant de l'exploitation. Quant aux fonds provenant de l'exploitation comparables, ils se sont établis à 8,0 milliards de dollars en 2023, soit 9 % de plus qu'en 2022, en raison avant tout de la hausse du résultat comparable et de l'augmentation des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gazoducs – Canada	6 184	4 719	2 737
Gazoducs – États-Unis	2 660	2 137	2 820
Gazoducs – Mexique	2 292	1 027	129
Pipelines de liquides	49	143	571
Énergie et solutions énergétiques	1 080	894	842
Siège social	33	41	35
	12 298	8 961	7 134

1 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés de 2023 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

En 2023 et en 2022, nous avons investi 12,3 milliards de dollars et 9,0 milliards de dollars, respectivement, en projets d'investissement pour préserver et optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2023 et de 2022 comprenait des apports de 4,1 milliards de dollars et de 2,2 milliards de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement liés à Coastal GasLink LP et à Bruce Power.

Acquisitions

En 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans les parcs éoliens au Texas en contrepartie de 224 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Produit de la vente d'actifs

En 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva Entreprises, pour un produit brut de 25 millions de dollars US.

En 2021, nous avons réalisé la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier pour un produit brut de 35 millions de dollars;

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs de 10,7 milliards de dollars en 2023. Au 31 décembre 2023, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et les participations sans contrôle comptaient pour 37 % de notre structure du capital (35 % en 2022), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 13 % (14 % en 2022). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Dividendes

Nous avons majoré de 3,2 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,96 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2024, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,84 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 24^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, en phase avec notre objectif de faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la fourchette de 3 % à 5 %.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

En vertu du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée. Le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD en 2023 s'est établi à environ 39 % (33 % en 2022), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 737 millions de dollars (607 millions de dollars en 2022) en actions ordinaires aux termes de ce régime.

Depuis le versement des dividendes déclarés le 27 juillet 2023, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Actions ordinaires	2 787	3 192	3 317
Actions privilégiées	92	106	141

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Les perspectives relatives à notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action ordinaire pour 2024 ne tiennent pas compte de l'incidence de la scission, car elle est assujettie à l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, à la réception de décisions fiscales favorables, à l'obtention d'autres approbations de la part des organismes de réglementation et au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles.

Nous nous attendons à ce que le BAIIA comparable de 2024 soit supérieur à celui de 2023, en raison des éléments suivants :

- la croissance du réseau de NGTL grâce à l'avancement des programmes d'expansion;
- l'incidence sur un exercice complet de la remise en service du réacteur 6 de Bruce Power en septembre 2023;
- les nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2024 et l'incidence sur un exercice complet des projets mis en service en 2023.

Nous nous attendons à ce que le résultat comparable par action ordinaire pour 2024 soit inférieur à celui de 2023, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle du fait de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf en 2023;
- la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus;
- l'augmentation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée au gazoduc Southeast Gateway.

Nous continuons de surveiller les développements visant les marchés de l'énergie, nos projets de construction, les instances réglementaires de même que notre programme de sortie d'actifs, et leurs conséquences éventuelles sur les perspectives indiquées ci-dessus.

Dépenses en immobilisations consolidées

En 2023, nous avons engagé des dépenses en immobilisations d'environ 12,4 milliards de dollars à l'égard de notre programme de projets d'investissement garantis et de nos projets en cours d'aménagement. Des dépenses en immobilisations brutes, y compris des intérêts capitalisés, de l'ordre de 8,5 milliards de dollars à 9,0 milliards de dollars devraient être consacrées en 2024 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien, aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et aux projets en cours d'aménagement, avant les ajustements au titre des participations sans contrôle. Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations nettes devraient être de l'ordre de 8,0 milliards de dollars à 8,5 milliards de dollars en 2024, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables à la participation sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

La majeure partie du programme d'investissement de 2024 devrait concerner l'avancement des projets garantis comme le gazoduc Southeast Gateway, les projets de gazoducs aux États-Unis, le projet de gazoduc Coastal GasLink, les programmes de remplacement des composantes principales (« RCP ») de Bruce Power et les dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses en immobilisations prévus de 2024.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

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

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

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

En 2023, nous avons mis en service des projets totalisant environ 5,3 milliards de dollars, dont des projets d'investissement visant la capacité des pipelines dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord, de même que le programme de RCP du réacteur 6 de Bruce Power, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023. Par ailleurs, des dépenses d'investissement de maintien et de modernisation d'environ 2,2 milliards de dollars ont été engagées.

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

Projets garantis

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

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 31 décembre 2023
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL	2024	0,7	0,5
	2026+	0,7	0,1
Coastal GasLink ¹	2024	5,5	4,6
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,3	—
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation et autres ²	2024-2026	1,7 US	0,9 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,2 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	—
Autres investissements	2024-2028	1,5 US	0,5 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,2 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ³	2024	0,3 US	0,3 US
Tula ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	2,4 US
Pipelines de liquides			
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2024-2026	0,3	—
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	0,6
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 4	2028	0,9	0,1
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2024-2027	1,8	0,7
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2024-2026	0,4	—
		26,7	11,2
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,2	1,5
Total des projets garantis (en dollars CA)		30,9	12,7

- 1 Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur. Les travaux mécaniques ont été achevés en novembre 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LNG Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 2 Comprend 100 % des dépenses en immobilisations liées à notre programme de modernisation à Columbia Gas ainsi qu'à un grand nombre de projets de maintenance dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière et du moment des décisions réglementaires. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - États-Unis » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 3 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour un complément d'information.
- 4 Coûts estimatifs des projets conformément aux dispositions prévues dans les contrats en 2022 selon l'alliance stratégique de TGNH avec la CFE. Nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future et d'une révision des coûts estimés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 5 Reflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.
- 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.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,32 au 31 décembre 2023.

Projets en cours d'aménagement

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

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, le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste en expansion et d'autres occasions à l'appui de la réduction de l'intensité des émissions de GES.

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets devant viser le remplacement, la mise à niveau et l'expansion de certaines installations du secteur Gazoducs – 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 de GES.

Autres occasions

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets, comme le remplacement des postes 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 de contribuer à la production d'énergie propre, et nous prévoyons qu'ils amélioreront la fiabilité de nos réseaux.

Nous développons activement un réseau de centres de transport de GNR, dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. Ces centres sont conçus pour offrir 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 croyons que 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.

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.

Pipelines de liquides

Nous restons déterminés à maximiser la valeur des actifs de notre secteur des liquides en trouvant des solutions souples et adaptées pour nos clients. Nous continuons à chercher des moyens d'optimiser nos actifs existants en accroissant la connectivité entre les marchés d'approvisionnement et de livraison. 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 latente 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 solutions énergétiques

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de RCP des réacteurs 5, 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2033, allongeant ainsi le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power jusqu'en 2064. Les travaux préparatoires du programme de RCP des réacteurs 5, 7 et 8 sont en cours et 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 4,0 milliards de dollars pour les réacteurs 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. Le projet 2030 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.

Accumulation par pompage en Ontario

En collaboration avec notre partenaire potentiel, la Nation ojibway de Saugeen, nous poursuivons la progression du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées près de Meaford, en Ontario, devant fournir 1 000 MW d'énergie propre et adaptable au réseau d'électricité de la province selon le procédé d'accumulation par pompage. Les prochaines étapes pour faire avancer ce projet sont les suivantes :

- l'établissement d'un cadre potentiel relatif aux produits à long terme d'ici juillet 2024, de concert avec le ministère de l'Énergie (le « ministère ») et la Commission de l'énergie de l'Ontario;
- présentation de la ventilation des coûts d'aménagement estimatifs et du calendrier s'y rapportant au ministère qui, par la suite, formulera une recommandation pour aller de l'avant avec les travaux préalables à l'aménagement dans les 45 jours suivants;
- la négociation d'une entente en matière de recouvrement des coûts avec la SIERE dans le but de recouvrer des charges admissibles engagées de manière prudente associées aux travaux préalables à l'aménagement, alors que la SIERE acheminera un rapport de suivi au ministère dans les 60 jours suivant la soumission des estimations;
- la présentation d'informations supplémentaires aux fins de l'appréciation, par le gouvernement de l'Ontario, des avantages sociaux et économiques du projet d'accumulation par pompage en Ontario.

Une décision définitive visant le financement des coûts d'aménagement du projet d'accumulation par pompage en Ontario est assujettie aux approbations du Cabinet et aux instructions du ministère soumises à la SIERE visant la conclusion d'ententes avec la société.

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.

Le projet d'accumulation par pompage en Ontario est toujours assujetti à l'approbation de notre conseil d'administration et de la Nation ojibway de Saugeen. Les travaux de construction devraient s'amorcer vers la fin de la présente décennie et la mise en service du projet est prévue au début de 2030, sous réserve de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation.

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, d'une capacité de production prévue de 75 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.

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 CO₂ par année. En tant que réseau librement accessible, le Réseau carbone de l'Alberta (l'« Alberta Carbon Grid » ou l'« ACG ») se veut l'épine dorsale du secteur émergent du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone en Alberta. En octobre 2022, l'ACG a 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. L'ACG continue de faire des avancées en matière de programme d'évaluation nécessaires pour évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt, notamment pour ce qui est de l'avancement et de l'achèvement du forage de puits et des essais visant à appuyer l'élaboration du plan détaillé de mesure, de suivi et de vérification requis pour déposer une demande de permis de séquestration.

Autres projets de captage du carbone

Nous collaborons avec Minnkota Power Cooperative (« Minnkota »), Mitsubishi Heavy Industries et Kiewit dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération. Le projet Tundra serait notre tout premier projet de captage et de séquestration du carbone aux États-Unis visant le captage d'environ 4 millions de tonnes de CO₂ par année provenant de la centrale énergétique Milton R. Young de Minnkota. Une fois construit, le projet Tundra devrait être le plus important projet de captage du carbone postcombustion en Amérique du Nord, favorisant la poursuite de la production fiable des centrales de base de la région. En décembre 2023, le département de l'Énergie (« Department of Energy ») et l'Office for Clean Energy Demonstrations ont annoncé le financement du projet Tundra à hauteur d'au plus 350 millions de dollars US.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous affichons des progrès dans de nombreuses occasions visant la production d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité, à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et au chauffage aux États-Unis et au Canada. Nous sommes d'avis que des investissements mesurés dans les technologies émergentes comme l'hydrogène nous permettront d' étoffer nos capacités dans la transition énergétique, en mettant l'accent sur les occasions qui cadrent avec nos activités principales et grâce auxquelles nous pourrions conclure des ententes commerciales stratégiques et favorables, notamment des ententes à long terme ou une tarification réglementée.

ENTREPRISE DE GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d'approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement, des terminaux d'exportation de GNL et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des grands bassins d'approvisionnement et répond chaque jour à plus de 25 % de la demande du continent nord-américain par l'intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 64 207 km (39 896 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 29 372 km (18 251 milles).

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 532 Gpi³, ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes des principaux marchés d'Amérique du Nord.

Notre entreprise de gazoducs est subdivisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Stratégie

Notre stratégie consiste à optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place d'une manière sécuritaire et fiable tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord. Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise.

Nos principales activités ciblées comprennent :

- l'expansion et le prolongement de notre importante empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord, principalement dans les corridors déjà exploités;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l'industrie, de la production d'électricité et des sociétés de distribution locales;
- l'expansion de nos réseaux dans des endroits clés en Amérique du Nord et l'aménagement de nouveaux projets visant la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, déjà en exploitation ou projetés;
- le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- la décarbonation de notre consommation d'énergie, qui réduira d'autant l'intensité des émissions de GES.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l'offre et la demande gazières en Amérique du Nord.

Nos réseaux de gazoducs se mettent au service de la transition énergétique. Le gaz naturel est une source d'énergie fiable et hautement efficace qui permet de remplacer l'électricité alimentée au charbon et de compenser le caractère intermittent des sources d'énergie renouvelables de l'Amérique du Nord. Pour atteindre notre cible de réduction de l'intensité des émissions de GES, nous continuons d'accroître les efficacités opérationnelles et d'intégrer la durabilité à nos décisions relatives aux nouveaux projets, à la modernisation, à la maintenance, à l'électrification et à l'amélioration de la détection des fuites. De plus, un nombre grandissant d'acheteurs de GNR se raccordent à nos réseaux. Notre modèle commercial produit des avantages socioéconomiques, car nous travaillons étroitement avec les communautés autochtones, les organismes communautaires, les propriétaires fonciers et d'autres parties prenantes, conformément à nos valeurs et à nos engagements envers la durabilité.

Faits récents

Gazoducs – Canada

- mise en service de projets d'investissement d'environ 2,8 milliards de dollars en 2023 se rapportant en grande partie au réseau de NGTL et à l'expansion du parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien;
- achèvement des travaux mécaniques visant le projet de gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2023;
- approbation par la REC du projet VNBR au quatrième trimestre de 2023;
- débits records sur le réseau NGTL et le réseau principal au Canada.

Gazoducs – États-Unis

- mise en service de projets d'investissement d'environ 1,6 milliard de dollars US en 2023, dont le projet North Baja XPress ainsi que le déploiement de dépenses d'investissement de maintien et de modernisation;
- approbation de projets d'investissement supplémentaires de 1,6 milliard de dollars US, dont le projet Heartland XPress visant ANR et le projet Bison XPress visant Northern Border;
- vente, finalisée le 4 octobre 2023, d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US);
- approbation par la FERC des règlements tarifaires visant ANR, Columbia Gulf et Tuscarora;
- débits records sur un certain nombre de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- progression du projet de gazoduc Southeast Gateway selon l'échéancier, début des travaux de construction de toutes les installations à Veracruz et à Tabasco et installation en mer des canalisations à la fin de 2023;
- mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023;
- obtention, en décembre 2023, par TGNH et la CFE, d'une décision de fusion favorable de la Commission fédérale de la concurrence économique (« COFECCE ») du Mexique, et confirmation qu'il n'était pas nécessaire d'avoir une opinion en matière de participation croisée favorable pour ce qui est de la participation minoritaire proposée de la CFE dans TGNH, du fait que la CFE n'aurait pas une participation donnant le contrôle dans TGNH. Cette dernière et la CFE ont demandé par la suite à la CRE de confirmer qu'il n'est pas nécessaire d'obtenir un permis aux fins d'une participation croisée du fait que la CFE ne détiendrait pas de participation donnant le contrôle dans TGNH;
- poursuite de la croissance de l'utilisation des gazoducs.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d'approvisionnement jusqu'à des points ou des marchés qui s'en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals et aux terminaux d'exportation de GNL. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler des volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison, et des installations de stockage de gaz naturel réglementées offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l'équilibre global des réseaux de gazoducs.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 42 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d'approvisionnement et les principaux marchés. Les principaux réseaux indiqués sur le plan sont les suivants.

Gazoducs – Canada

Réseaux de NGTL et de Foothills : Les réseaux de NGTL et de Foothills sont nos réseaux de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Ils raccordent la majeure partie de la production gazière de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et à l'exportation. Nous sommes en mesure d'assurer le raccordement de sources d'approvisionnement croissantes provenant du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta. Notre programme d'investissement est axé sur ces deux zones d'approvisionnement ainsi que sur la demande croissante à l'égard des services de transport garanti en Alberta provenant de la conversion des centrales électriques au charbon, de l'exploitation des sables bitumineux et de la charge d'alimentation pétrochimique, de même que vers nos principaux points d'exportation à Empress et de livraison en Alberta et en Colombie-Britannique. Par ailleurs, le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC à des installations d'exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada grâce aux futurs agrandissements ou aux futures prolongations du réseau ou à des raccordements futurs à d'autres gazoducs desservant la région.

Réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada alimente les marchés des provinces des Prairies du Canada, de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes du Canada, ainsi que ceux des marchés américains de Great Lakes, du Midwest, de la côte du golfe du Mexique et du nord-est des États-Unis, toujours en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccordements.

Gazoducs – États-Unis

Columbia Gas : Le gazoduc Columbia Gas est notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste. Les gisements de Marcellus et d'Utica sont parmi les plus grands d'Amérique du Nord. Un peu comme notre réseau dans le BSOC, nos actifs de Columbia Gas sont très bien positionnés pour relier l'offre croissante et les marchés de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d'autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est, du Midwest et de la côte atlantique des États-Unis ainsi que du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation des GNL. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc et en sommes l'exploitant.

ANR : Le réseau de pipelines d'ANR relie les bassins d'approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l'Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois et de l'Ohio. En outre, sa conduite principale vers le sud-est est bidirectionnelle et achemine le gaz produit dans le bassin des Appalaches vers les clients de la région de la côte américaine du golfe du Mexique.

Columbia Gulf : Le réseau de gazoducs de Columbia Gulf achemine la production croissante en provenance du bassin des Appalaches vers divers marchés de la côte américaine du golfe du Mexique et les terminaux d'exportation de GNL grâce à ses raccordements au gazoduc Columbia Gas et à d'autres gazoducs. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc et en sommes l'exploitant.

Autres gazoducs aux États-Unis : Nous détenons des participations dans dix gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis.

Gazoducs – Mexique

Sur de Texas : Ce gazoduc extracôtier transporte du gaz naturel du Texas vers les marchés de l'énergie et les marchés industriels situés dans l'est et le centre du Mexique. Les volumes moyens transportés par ce gazoduc en 2023 ont représenté environ 17 % des importations mexicaines totales de gaz naturel transporté par gazoducs. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc, dont nous sommes également l'exploitant.

Réseau du nord-ouest : Les gazoducs Topolobampo et Mazatlán forment ensemble notre réseau du nord-ouest. Acheminant du gaz naturel vers une région mexicaine qui en était auparavant privée, ce réseau traverse les États de Chihuahua et de Sinaloa pour alimenter des centrales électriques et des installations industrielles.

Réseau TGNH : Ce réseau qui parcourt le centre du Mexique comprend le gazoduc Tamazunchale actuel et les gazoducs Tula, Villa de Reyes et Southeast Gateway, dont des tronçons sont en service ou en construction. Il alimente ou alimentera plusieurs centrales électriques et installations industrielles des États de Veracruz, de Tabasco, de San Luis Potosí, de Querétaro et de Hidalgo. Il se raccorde à des gazoducs en aval qui lui apportent le gaz en provenance des carrefours texans d'Agua Dulce et de Waha.

Guadalajara : Ce gazoduc bidirectionnel relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara pour alimenter des centrales électriques d'autres clients industriels des États de Colima et de Jalisco.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de la REC au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la CRE au Mexique. Ces organismes réglementent la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des infrastructures pipelinières.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts généralement recouverts par l'intermédiaire des droits comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts et les intérêts sur la dette. Les organismes de réglementation examinent les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et ils approuvent des droits qui offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et pour répondre à la demande provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent deux des régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier de l'accroissement de la demande mexicaine de gaz naturel et d'un accès grandissant aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 135 Gpi³/j d'ici 2027, ce qui représente une augmentation d'environ 28 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2022.

À mesure que le monde s'oriente vers des sources de carburant dont l'intensité des émissions de GES est plus faible, nous croyons que la fermeture des centrales alimentées au charbon et la croissance de la demande d'exportation au cours des cinq à dix prochaines années créeront des occasions de croissance pour les installations de production d'énergie à charge minimale alimentées au gaz naturel. Nous nous attendons à ce que cette croissance prévue de la demande de gaz naturel et les augmentations prévues dans des zones clés comme le BSOC, les terrains infracôtiers de la côte du golfe du Mexique, les Appalaches et le bassin permien offrent des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières, qui seront appelées à construire de nouvelles installations ou à accroître le taux d'utilisation de leurs installations actuelles. La modernisation de nos réseaux et actifs existants et la décarbonation de la consommation d'énergie dans nos réseaux de gazoducs devraient aussi fournir d'autres occasions d'investissement qui correspondent à nos préférences en matière de risque tout en appuyant notre cible de réduction de l'intensité des émissions de GES.

Évolution de la demande

L'abondance de l'offre gazière a favorisé l'accroissement de la demande, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les exportations de GNL sur les marchés mondiaux;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- les sables bitumineux de l'Alberta.

Les producteurs continuent d'évaluer les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long des côtes est et ouest du Canada, des États-Unis et du Mexique.

L'exportation grandissante de gaz naturel vers le Mexique vient de la nécessité pour la CFE de répondre aux besoins des marchés actuels et nécessite des gazoducs pour desservir de nouvelles régions. Nous sommes d'avis que le gaz naturel est la clé de la transition énergétique au Mexique.

Dans l'ensemble, nous prévoyons pour l'avenir une croissance considérable de la demande de gaz en soutien à l'expansion économique, à la croissance de la demande en énergie des secteurs industriels, à la conversion des installations industrielles et des centrales électriques à des carburants dont l'intensité des émissions de GES est faible et aux perspectives d'exportation de GNL. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure de nouvelles occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

Prix des produits de base

La rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les droits de transport ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets de mise en valeur des réserves ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix.

Concurrence accrue

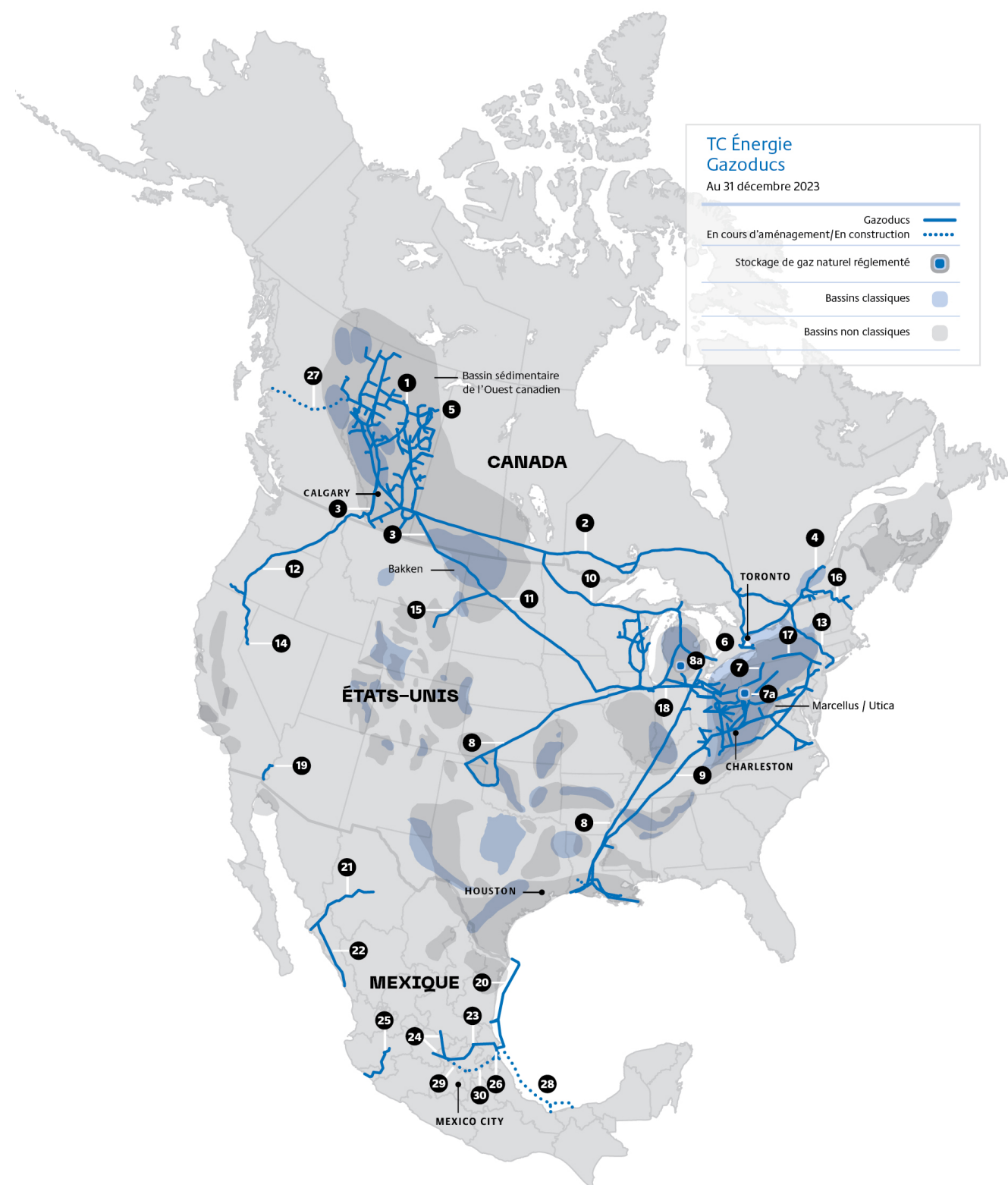
Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin des Appalaches, riches en liquides exploitables à faible coût, qui sont tous deux reliés aux marchés nord-américains où se concentre la demande, nous sommes solidement positionnés sur le plan concurrentiel. Étant donné qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les permis nécessaires pour la construction ou l'expansion de pipelines et de choisir des emplacements qui conviennent pour leur tracé, les entreprises pipelinières établies sont avantagées par la connectivité et les économies d'échelle que leur apportent leur infrastructure de base, la propriété des emprises et les synergies opérationnelles qu'elles réalisent. Nous avons offert jusqu'ici des services concurrentiels, et nous continuerons de le faire, afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

Priorités stratégiques

Nos gazoducs acheminent le gaz naturel dont dépend l'approvisionnement en énergie de millions de particuliers et d'entreprises en Amérique du Nord. Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz naturel et de soutenir nos engagements et nos cibles d'entreprise en matière de durabilité, qui comprennent notamment la réduction de l'intensité des émissions de GES.

En 2024, nous continuerons de mettre l'accent sur la réalisation de notre programme d'investissement, qui comprend la poursuite de la construction de notre gazoduc Southeast Gateway au Mexique, des investissements dans le réseau de NGTL, ainsi que l'achèvement et la mise en route de projets de gazoducs aux États-Unis. Nous continuons de l'accent sur la gestion des capitaux et nous continuerons d'évaluer les prochaines possibilités de croissance qui se présenteront. Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, du respect de l'environnement et de la sécurité de la population touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.

Nos entreprises de commercialisation viendront compléter nos activités d'exploitation des gazoducs. Elles dégageront des produits d'activités non réglementées, en gérant l'approvisionnement en gaz naturel et la capacité de transport par gazoduc pour les clients qui se situent le long du tracé de nos installations.



Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

	Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Canada			
1 Réseau de NGTL	24 386 km (15 153 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2 Réseau principal au Canada	14 082 km (8 750 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés du Canada et des États-Unis.	100 %
3 Foothills	1 284 km (798 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4 Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	651 km (405 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au gazoduc Portland.	50 %
5 Ventures LP	133 km (83 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
6 Portion canadienne de Great Lakes	60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis			
7 Columbia Gas	18 692 km (11 615 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel principalement en provenance du bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement dans tout le nord-est, le Midwest et la région atlantique des États-Unis.	60 %
7a Stockage de Columbia	285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons une participation de 60 % dans les installations de stockage de Columbia de 273 Gpi ³ et une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	Diverses
8 ANR ³	15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
8a Stockage d'ANR	247 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
9 Columbia Gulf	5 419 km (3 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique.	60 %
10 Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Midwest des États-Unis.	100 %
11 Northern Border	2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain.	50 %
12 Gas Transmission Northwest (« GTN »)	2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills.	100 %
13 Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
14 Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada.	100 %
15 Bison	488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.	100 %

	Longueur	Description	Participation
16 Portland	475 km (295 milles)	Gazoduc qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis et des provinces maritimes canadiennes.	61,7 %
17 Millennium	424 km (263 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	47,5 %
18 Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
19 North Baja ³	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique.	100 %
Gazoducs au Mexique			
20 Sur de Texas	770 km (478 milles)	Gazoduc extracôtier qui transporte du gaz naturel de la frontière entre les États-Unis et le Mexique située près de Brownsville, au Texas, afin d'alimenter diverses centrales électriques mexicaines d'Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il se raccorde avec les gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %
21 Topolobampo	572 km (355 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Encino, dans l'État de Chihuahua et El Oro, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
22 Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, et qui est raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
23 Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	100 %
24 Villa de Reyes - tronçon nord et tronçon latéral	326 km (203 milles)	Le tronçon nord et le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes sont raccordés à notre gazoduc Tamazunchale et à des réseaux appartenant à des tiers pour acheminer du gaz vers des centrales électriques de Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosi, et de Salamanca, dans l'État de Guanajuato.	100 %
25 Guadalajara	313 km (194 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara aux centrales électriques et aux clients industriels des États de Colima et de Jalisco.	100 %
26 Tula – tronçon est	114 km (71 milles)	Le tronçon est du gazoduc Tula transporte du gaz naturel de Sur de Texas jusqu'à diverses centrales électriques de Tuxpan, dans l'État de Veracruz.	100 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
27 Coastal GasLink	670 km (416 milles)	Projet visant des installations nouvelles devant acheminer le gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique. L'installation des composantes mécaniques du gazoduc Coastal GasLink a été menée à bien en novembre 2023, ce qui place le gazoduc en position de livrer du gaz à l'usine de LNG Canada. La mise en service commerciale de ce gazoduc surviendra à l'achèvement des travaux de mise en service à l'usine de LNG Canada et à la réception d'un avis de LNG Canada.	35 %
Installations du réseau de NGTL pour 2024 ¹ .	s.o.	Composantes des postes de compression pour l'expansion intrabassin du réseau de NGTL pour 2023 devant être mises en service en 2024.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
East Lateral XPress ^{1,3}	s.o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service est prévue pour 2025.	60 %
Projet Gillis Access ²	68 km (42 milles)	Nouveau réseau de gazoducs qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, en Louisiane, avec les marchés ailleurs en Louisiane, dont la mise en service est prévue pour 2024.	100 %

	Longueur	Description	Participation
GTN XPress ³	s.o.	Projet d'expansion de GTN comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service des autres tronçons est prévue pour 2024.	100 %
Gazoducs au Mexique			
28 Southeast Gateway	715 km (444 milles)	Gazoduc extracôtier qui sera raccordé au gazoduc Tula et acheminera du gaz aux points de livraison à Coatzacoalcos, dans l'État de Veracruz, et à Paraíso, dans l'État de Tabasco, dans le sud-est du Mexique.	100 %
29 Villa de Reyes – tronçon sud	110 km (68 milles)	Ce tronçon sera raccordé au tronçon nord et au tronçon latéral en exploitation des gazoducs Villa de Reyes et de Tula.	100 %
30 Tula ²	s.o.	Gazoduc qui raccordera le tronçon est terminé à Villa de Reyes, près de Tula dans l'État de Hidalgo, et acheminera du gaz naturel vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique. TC Énergie et la CFE évaluent les possibilités d'achever les tronçons restants du gazoduc, sous réserve d'une décision d'investissement finale.	100 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
Gazoducs au Canada			
Installations du réseau de NGTL pour 2025 et par la suite ^{1,2}	50 km (31 milles)	Projet VNBR et autres installations devant être mis en service en 2026.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
Projet Bison XPress ³	s.o.	Projet des réseaux Northern Border, une filiale détenue à 50 %, et Bison, une filiale en propriété exclusive, consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité; mise en service prévue pour 2026.	Divers
Projet VR ³	s.o.	Projet visant les marchés de livraison de Columbia Gas consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	60 %
Projet WR ³	s.o.	Projet visant les marchés de livraison d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	100 %
Projet Ventura XPress ³	s.o.	Projet d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations visant à améliorer la fiabilité du réseau de base dont la mise en service est prévue pour 2025.	100 %
Projet Heartland ³	s.o.	Projet d'expansion d'ANR visant à accroître la capacité et à rehausser la fiabilité du réseau en modernisant les postes de compression; mise en service est prévue pour 2027.	100 %

1 Des installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.

2 La longueur de la canalisation indiquée est provisoire puisque le tracé définitif est en cours de conception.

3 Comprend la modification et l'ajout de postes de compression, ainsi que les projets d'expansion sans prolongement des canalisations.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – CANADA

Le secteur Gazoducs – Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est la REC qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les organismes de réglementation provinciaux exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Tous nos grands gazoducs canadiens sont réglementés par la REC, à l'exception du gazoduc Coastal GasLink, dont les travaux mécaniques ont été achevés au quatrième trimestre de 2023 et qui est réglementé par le BC Energy Regulator (auparavant la « BC Oil & Gas Commission »).

Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, la REC approuve des droits, des installations et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total des droits inclut un rendement sur le capital que nous avons investi dans les actifs, appelé « rendement des capitaux propres ». La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, y compris le coût du financement, divisés par une prévision des volumes. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que la REC a approuvé.

La société et ses clients peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de la REC, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL est exploité aux termes d'un règlement sur les besoins en produits de cinq ans conclu pour la période de 2020-2024, lequel prévoit un mécanisme d'encouragement à l'égard de certains coûts d'exploitation et la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement pour la période de 2021-2026, qui comprend des clauses d'encouragement incitant l'exploitant à réduire ses coûts et à augmenter ses produits.

FAITS MARQUANTS

Coastal GasLink

Les travaux mécaniques visant le gazoduc Coastal GasLink, d'une longueur de 670 km (416 milles), ont été achevés, et les activités de mise en service requises du gazoduc ont été menées à bien, ce qui plaçait le gazoduc en position de livrer du gaz naturel à l'usine de LNG Canada au quatrième trimestre de 2023. Ces avancées confèrent à Coastal GasLink LP le droit de recevoir un paiement incitatif de 200 millions de dollars de LNG Canada. TC Énergie, en tant que promoteur de projet, comptabilise en totalité ce montant, qui a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie le 12 février 2024 conformément aux modalités contractuelles convenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP. Nous avons comptabilisé le paiement incitatif au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et un montant correspondant a été porté au poste « Débiteurs » au bilan consolidé.

Coastal GasLink LP poursuivra les travaux postérieurs à la construction et les activités de remise en état en 2024, tout en cherchant toujours à réaliser des recouvrements de coûts, y compris dans le cadre de certaines procédures d'arbitrage qui comportent des revendications de Coastal GasLink LP et de procédures de défense de sa part à l'égard de certaines réclamations à l'encontre de celle-ci. Le montant de ces réclamations n'a pas encore été déterminé définitivement. Cependant, nous croyons que ces procédures devraient probablement donner lieu à des recouvrements de coûts. Pour un complément d'information sur ces poursuites, il y a lieu de consulter la note 32, « Engagements, éventualités et garanties » des états financiers consolidés de 2023. Le projet progresse selon le coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars.

La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LGN Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Une fois en service, le gazoduc acheminera le gaz naturel à partir d'un point de réception dans la région de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'usine de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le service de transport par gazoduc est soutenu par des contrats de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) conclus avec chacun des cinq participants à la coentreprise LNG Canada. Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP, le partenariat propriétaire du gazoduc dont les services ont été retenus pour concevoir, construire et exploiter le gazoduc.

En 2022, Coastal GasLink LP a signé des ententes définitives avec LNG Canada, TC Énergie et les autres partenaires de Coastal GasLink LP (collectivement, les « ententes de juillet 2022 ») qui ont modifié les ententes existantes relatives au projet de manière à aborder et à régler les différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink. Les coûts du projet sont financés au moyen des facilités de crédit dédiées au projet existantes et des apports de capitaux propres faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous. Depuis 2023, le financement requis pour financer la construction du gazoduc jusqu'à son achèvement provient d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur ce prêt seront remboursés au moyen des apports de capitaux propres à la coentreprise faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la date de mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs du projet seront connus. Nous prévoyons financer, sauf dans certaines conditions, la majeure partie des apports de capitaux propres additionnels requis, conformément aux modalités contractuelles, ce qui ne modifiera pas notre participation de 35 %. Au 31 décembre 2023, le montant total disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné s'établissait à 3 375 millions de dollars, dont une tranche de 2 520 millions de dollars était prélevée.

Le fait qu'il soit prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires seront principalement financés par nous était un indicateur, au cours des trois premiers trimestres de 2023, qu'une diminution de la valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. En conséquence, nous avons effectué une évaluation et conclu qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre investissement, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation avant impôts de notre participation dans Coastal GasLink LP de 2 100 millions de dollars (1 943 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette des variations du prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 31 décembre 2023 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts). Se reporter à la note 8, « Coastal GasLink », des états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

La valeur comptable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation se chiffrait à 294 millions de dollars au 31 décembre 2023. Aucune charge de dépréciation n'a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2023 puisque rien n'indiquait que cette participation faisait l'objet d'une perte de valeur durable.

Réseaux de NGTL et de Foothills

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, les réseaux de NGTL et de Foothills ont mis en service des projets visant la capacité d'environ 2,0 milliards de dollars et 0,8 milliard de dollars, respectivement. Les principaux programmes relatifs à la capacité sont décrits ci-dessous.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021 comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 344 km (214 milles), trois postes de compression et les installations connexes, et il devrait permettre d'ajouter une capacité supplémentaire de 1,59 PJ/j (1,45 Gpi³/j) au réseau de NGTL. Les travaux de construction du programme d'expansion tirent à leur fin et le coût en capital du programme est maintenant estimé à 3,6 milliards de dollars. Au 31 décembre 2023, des installations du programme à hauteur de 3,4 milliards de dollars ont été mises en service, y compris toutes les installations requises pour déclarer des contrats.

Programme d’expansion du réseau de NGTL de 2022

Le programme d’expansion du réseau de NGTL de 2022, qui consistait à installer environ 166 km (103 milles) de nouveaux gazoducs, un poste de compression et les installations connexes, a été achevé en 2023 et il dote le réseau d’une capacité supplémentaire d’environ 773 TJ/j (722 Mpi³/j) qui lui permettra de répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin aux termes de contrats d’au moins huit ans. Le coût en capital du programme s’est chiffré à 1,4 milliard de dollars, tous les actifs ayant été mis en service.

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

Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills était un projet d’expansion sur plusieurs années des réseaux de NGTL et de Foothills qui visait à faciliter l’accroissement de la capacité d’exportation de GTN visée par des contrats qui est raccordée au réseau de GTN. Le programme combiné des réseaux de NGTL et de Foothills comprend des gazoducs d’une longueur d’environ 107 km (66 milles) et des installations connexes et il repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j). Le coût en capital du programme s’est établi à 1,6 milliard de dollars, tous les actifs résiduels ayant été mis en service en 2023.

Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

Le programme d’expansion du réseau intrabassin de NGTL comprend de nouveaux gazoducs d’une longueur de 23 km (14 milles) et deux nouveaux postes de compression et il est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans visant une capacité de 255 TJ/j (238 Mpi³/j). Le coût en capital de l’expansion est estimé à 0,5 milliard de dollars. Les travaux de construction ont débuté en 2022 et les gazoducs ont été mis en service à la fin de 2023. Les travaux de construction des postes de compression sont en cours et ces postes devraient être mis en service d’ici le deuxième trimestre de 2024.

Projet Valhalla North et Berland River

Le projet VNBR répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l’offre en déplacement aux principaux marchés de demande, ajoutant au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d’environ 428 TJ/j (400 Mpi³/j) et devrait contribuer 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 21 décembre 2023, nous avons reçu l’autorisation de la REC visant la construction, la propriété et l’exploitation du projet VNBR, dont la mise en service est attendue au deuxième trimestre de 2026.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d’information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Réseau de NGTL	2 201	1 853	1 649
Réseau principal au Canada	789	770	838
Autres gazoducs au Canada ¹	345	183	188
BAIIA comparable	3 335	2 806	2 675
Amortissement	(1 325)	(1 198)	(1 226)
BAII comparable	2 010	1 608	1 449
Poste particulier :			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	(2 100)	(3 048)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(90)	(1 440)	1 449

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

La perte sectorielle du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 1,4 milliard de dollars en 2023 par rapport à 2022. La perte sectorielle du secteur Gazoducs – Canada s'est chiffré à 1,4 milliard de dollars en 2022, comparativement à un bénéfice sectoriel de 1,4 milliard de dollars dégagé en 2021. Une charge de dépréciation de 2,1 milliards de dollars, avant impôts, a été comptabilisée en 2023 (3,0 milliards de dollars en 2022) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

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

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	770	708	631
Réseau principal au Canada	230	223	213
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	19 008	17 493	15 560
Réseau principal au Canada	3 709	3 735	3 724

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 62 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 77 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil précisé ainsi qu'un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 7 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 10 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada de 2023 a été supérieur de 529 millions de dollars à celui de 2022, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des charges financières, de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL;
- le résultat généré par Coastal GasLink en lien avec la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons, contrebalancé en partie par la diminution des produits tirés des frais d'aménagement en raison du moment de la comptabilisation des produits. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour un complément d'information;
- la hausse de l'amortissement et des charges financières transférables et l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables relativement au réseau principal au Canada.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada de 2022 a été supérieur de 131 millions de dollars à celui de 2021, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des charges financières et de l'amortissement transférables, ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- la baisse de l'amortissement transférable, en partie compensée par l'augmentation des impôts sur le bénéfice et des charges financières transférables, ainsi que l'accroissement des revenus 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

En 2023, l'amortissement a été supérieur de 127 millions de dollars à celui de 2022 du fait de l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau et au titre du réseau principal au Canada suivant la mise en service d'actifs sur un tronçon assortis de taux d'amortissement plus élevés aux termes du règlement de 2021-2026. En 2022, l'amortissement a été inférieur de 28 millions de dollars à celui de 2021, puisque l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada s'est terminé en 2021, facteur en partie contrebalancé par l'augmentation de l'amortissement du réseau de NGTL par suite de la mise en service de nouvelles installations.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital présumée, ainsi que des dispositions des règlements tarifaires approuvés par la REC. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

En 2024, le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada devrait être conforme à celui de 2023, en raison principalement de la croissance constante du réseau de NGTL à mesure que les programmes d'expansion progressent, ce qui agrandit les installations d'approvisionnement, améliore les installations de livraison de l'Alberta et élargit notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes de services garantis sur le réseau. Ces facteurs seront contrebalancés par un paiement incitatif de Coastal GasLink comptabilisé en 2023 suivant la réalisation de certaines étapes. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, les variations de ces coûts peuvent influencer sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre résultat comparable. Nous prévoyons que le résultat comparable du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada pour 2024 sera semblable à celui de 2023.

Dépenses en immobilisations

Nous avons consacré 2,6 milliards de dollars en 2023 à nos projets de croissance et aux investissements de maintien de notre secteur Gazoducs - Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 1,2 milliard de dollars en 2024, qui viseront plus particulièrement les projets d'expansion et les investissements de maintien du réseau de NGTL, lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement et le bénéfice qui en découle.

Par ailleurs, nous avons contribué une somme de 3,0 milliards de dollars à notre participation dans Coastal GasLink LP en 2023 et nous prévoyons faire un apport de 0,9 milliard de dollars en 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières interétatiques aux États-Unis. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer nos coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC ou nos expéditeurs peuvent introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi inéquitable ou déraisonnable.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à de fréquentes instances visant les tarifs pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Réglementation sur la conformité de la PHMSA

La plupart de nos réseaux de gazoducs aux États-Unis sont assujettis à des lois et règlements fédéraux en matière de sécurité des pipelines qui sont adoptés et administrés par la PHMSA. La PHMSA a publié récemment de nouvelles règles, et elle continuera de le faire, influant sur de nombreux aspects de l'exploitation et de l'entretien de notre réseau de gazoducs. Les priorités de la PHMSA sont généralement dictées par des lois influencées par plusieurs parties prenantes et guidées par des recherches sur les récents incidents au sein de l'industrie tout en tenant compte des priorités des parties prenantes. Lorsque la PHMSA instaure de nouvelles règles, TC Énergie cherche à recouvrer les dépenses supplémentaires découlant de l'application de telles règles dans les dossiers tarifaires et les règlements en matière de modernisation futurs.

FAITS MARQUANTS

Monétisation de Columbia Gas et Columbia Gulf

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

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

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

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

Règlement tarifaire de Columbia Gulf

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

Ligne VB Strasburg

Le 25 juillet 2023, un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris le long de la route Interstate 81 à Strasburg, en Virginie. Des mesures d'urgence ont été prises et la section touchée du gazoduc a été rapidement isolée. Cet incident n'a causé aucune blessure et aucun dommage important aux structures environnantes. Le gazoduc fonctionne à pression réduite conformément à l'ordonnance de mesures correctives de la PHMSA depuis le 28 juillet 2023, et nous collaborons avec la PHMSA aux termes de cette ordonnance afin de rétablir le fonctionnement normal du réseau aussitôt que possible. L'analyse de la cause du bris révèle que d'autres sections semblables du gazoduc du réseau de Columbia Gas nécessitent d'autres tests. Toutefois, nous ne prévoyons pas que l'événement survenu sur la ligne VB Strasburg ou les autres tests auront une incidence importante sur nos résultats financiers.

North Baja XPress

En juin 2023, le projet North Baja XPress, un projet d'expansion visant à accroître la capacité et à répondre à la demande accrue des clients quant à notre pipeline North Baja, a été mis en service. Le coût en capital de ce projet s'est chiffré à environ 0,1 milliard de dollars US.

Projet Bison XPress

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

Projet GTN XPress

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

Projets VR et WR

La FERC a délivré un certificat approuvant nos projets VR et WR en novembre et décembre 2023, respectivement. Le projet VR dotera le réseau d'une capacité supplémentaire à partir de Greensville County, en Virginie, jusqu'aux points de livraison à Norfolk, en Virginie. La mise en service est prévue vers la fin de 2025 et le coût du projet est estimé à 0,7 milliard de dollars US. Quant au projet WR, il fournira une capacité principale vers les multiples points de livraison de notre réseau d'ANR, au Wisconsin. La date de mise en service est prévue vers la fin de 2025 et le coût du projet est estimé à 0,8 milliard de dollars US.

Projet d'électrification en Virginie

Le projet d'électrification en Virginie, un projet d'expansion qui remplace et modernise certaines installations grâce au passage à la compression électrique et qui permet de réduire les émissions de GES sur certains tronçons du réseau de Columbia Gas, a été mis en service en février 2024, et le coût du projet est estimé à environ 0,1 milliard de dollars US.

Projet Heartland

En février 2024, nous avons approuvé le projet Heartland, un projet d'expansion de notre réseau d'ANR qui devrait permettre d'accroître la capacité et d'améliorer la fiabilité du réseau. Le projet Heartland permettra d'effectuer un doublement de canalisations, d'ajouter des postes de compression et de mettre à niveau les installations. Au moment de sa mise en service, le projet haussera la part de marché d'ANR dans la région du Midwest. La date de mise en service est prévue vers la fin de 2027 et le coût du projet est estimé à 0,9 milliard de dollars US.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Le tableau qui suit présente la totalité du BAIIA comparable des actifs que nous détenons ou que nous détenons en partie et que nous consolidons entièrement, ainsi que la quote-part du bénéfice des actifs dans lesquels nous détenons une participation comptabilisée à la valeur de consolidation [et que nous ne consolidons pas].

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Columbia Gas ¹	1 530	1 511	1 529
ANR	650	582	592
Columbia Gulf ¹	208	207	220
GTN ²	202	184	170
Great Lakes ²	183	178	176
Portland ¹	104	101	78
Autres gazoducs aux États-Unis ³	371	379	310
BAIIA comparable	3 248	3 142	3 075
Amortissement	(692)	(681)	(630)
BAIL comparable	2 556	2 461	2 445
Incidence du change	895	742	620
BAIL comparable (en dollars CA)	3 451	3 203	3 065
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	(571)	—
Activités de gestion des risques	80	(15)	6
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	3 531	2 617	3 071

- 1 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Sièges sociaux » pour un complément d'information.
- 2 Comprend 100 % du BAIIA comparable de GTN et de Great Lakes après l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021.
- 3 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), dans North Baja, dans Tuscarora, dans Bison et dans Crossroads, ainsi que notre quote-part du bénéfice tiré de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage et de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs – États-Unis.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis de 2023 a été supérieur de 914 millions de dollars à celui de 2022, qui avait été inférieur de 454 millions de dollars à celui de 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars, avant impôts, au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022;
- des gains latents et des pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain en 2023 et en 2022 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport à 2022 et à 2021, respectivement. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis pour 2023 a été supérieur de 106 millions de dollars US à celui de 2022. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis de 2022 a été supérieur de 67 millions de dollars US à celui de 2021. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance;
- le résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport à compter de 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 comptabilisés en 2021 en raison des périodes de grand froid et d'autres éléments particuliers;
- la diminution du résultat d'ANR par suite de certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022 liés aux reports réglementaires, contrée en partie par la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} août 2022 conformément, dans les deux cas, au règlement tarifaire non contentieux d'ANR.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars US par rapport à celui de 2022, qui avait été supérieur de 51 millions de dollars US à celui de 2021. La hausse de l'amortissement observée au cours des deux exercices est attribuable à l'effet net des nouveaux projets mis en service. La hausse de 2023 a toutefois été contrée en partie par certains ajustements faits au troisième trimestre de 2023.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Nos gazoducs aux États-Unis font pour la plupart l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. Notre capacité de fidéliser notre clientèle et de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions générales ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le BAIIA comparable subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, qui peuvent être touchés par l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation, de même que par le risque de crédit lié aux contreparties.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis en 2024 devrait être supérieur à celui de 2023, en raison principalement de l'achèvement en 2023 de projets d'expansion, de l'achèvement prévu en 2024 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas et de GTN, de la mise en service du projet Gillis Access et de la hausse des produits de Columbia Gas étant donné son rendement et les recouvrement des coûts en capital visant la modernisation. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons qu'en 2024, nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2023. Nous nous attendons cependant à ce que ces résultats positifs soient en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue soutenue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, et par la hausse prévue des impôts fonciers qui découlera de la mise en service de divers projets d'investissement.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses totalisant 2,1 milliards de dollars US en 2023 dans nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer encore une somme d'environ 1,9 milliard de dollars US en 2024 essentiellement aux projets d'expansion de Gillis Access, de Columbia Gulf, d'ANR et de Columbia Gas et au programme de modernisation III de Columbia Gas, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien de Columbia Gas et d'ANR dont le recouvrement, majoré d'un rendement, devrait être reflété dans les droits futurs. Nous prévoyons que les dépenses en immobilisations nettes se chiffreront à environ 1,4 milliard de dollars US en 2024, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables à la participation sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant du mazout et du diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières, et le besoin persiste. Tous les contrats à long terme actuels visant nos gazoducs, qui sont principalement libellés en dollars US, ont été conclus avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique. Ces contrats sont à taux fixes et prévoient le recouvrement des coûts afférents à la prestation des services, nous procurent un rendement sur le capital investi et assurent le recouvrement de ce capital. En tant qu'entreprise aménageant et exploitant des gazoducs, nous sommes généralement exposés à un risque en ce qui a trait aux coûts d'exploitation et de construction et à d'éventuelles pénalités en cas de facteurs retardant la mise en service. En cas de force majeure, nous pouvons cependant nous écarter du calendrier prévu. Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc.

FAITS MARQUANTS

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 milliards de dollars US.

Au cours du troisième trimestre de 2023, nous avons mis en service le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes. Les travaux mécaniques du tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes devraient être achevés au deuxième semestre de 2024, sous réserve du règlement des questions soulevées par les parties prenantes. En outre, nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future. En raison du délai dans l'obtention de cette décision, nous avons suspendu en date du 1^{er} novembre 2023 la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction.

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, sous réserve des approbations réglementaire de la COFECCE et de la CRE. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway et à la réalisation de certaines autres obligations contractuelles, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à environ 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. En décembre 2023, TGNH et la CFE ont obtenu de la COFECCE une décision de fusion favorable et la confirmation qu'il n'était pas nécessaire d'avoir une opinion en matière de participation croisée favorable pour ce qui est de la participation minoritaire proposée de la CFE dans TGNH, du fait que la CFE n'aurait pas une participation donnant le contrôle dans TGNH. Cette dernière et la CFE ont demandé par la suite à la CRE de confirmer qu'il n'est pas nécessaire d'obtenir un permis aux fins d'une participation croisée du fait que la CFE ne détiendrait pas de participation donnant le contrôle dans TGNH. La CRE devrait donner son approbation à TGNH au début de 2024.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
TGNH ¹	232	164	118
Topolobampo	157	161	161
Sur de Texas ²	75	112	113
Guadalajara	61	73	71
Mazatlán	71	67	70
BAIIA comparable	596	577	533
Amortissement	(66)	(76)	(86)
BAII comparable	530	501	447
Incidence du change	186	153	110
BAII comparable (en dollars CA)	716	654	557
Poste particulier :			
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	80	(163)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	796	491	557

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

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs - Mexique en 2023 a été supérieur de 305 millions de dollars à celui de 2022, qui a été inférieur de 66 millions de dollars à celui de 2021. Il comprend un recouvrement de 80 millions de dollars en 2023 (perte de 163 millions de dollars en 2022) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2023 pour obtenir des précisions.

Le raffermissement du dollar américain en 2023 et 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US par rapport à 2022 et 2021, respectivement. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique en 2023 a été supérieur de 19 millions de dollars US à celui de 2022, en raison principalement des éléments suivants :

- le résultat supérieur de TGNH attribuable essentiellement à la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc Tula au troisième trimestre de 2022, ainsi qu'à la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023;
- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes conformément au contrat de transport en cours et des coûts d'exploitation plus élevés afférents à des perturbations de service dues à des événements liés aux conditions météorologiques;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement imputable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain et à l'augmentation des intérêts débiteurs en raison de la majoration des taux d'intérêt. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer cette exposition, dont l'incidence est comptabilisée au poste « (Gains) pertes de change, montant net » dans l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique en 2022 a été supérieur de 44 millions de dollars US à celui de 2021, essentiellement grâce à la hausse des produits découlant de la mise en service commerciale du tronçon nord de Villa de Reyes et du tronçon est de Tula au troisième trimestre de 2022.

En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise Sur de Texas une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains. Ce prêt intersociétés libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance le 15 mars 2022 et remplacé avec un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars US. En juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme libellé en dollars US non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie. Notre quote-part des intérêts débiteurs qui s'y rapportent dans Sur de Texas avant ce refinancement a été entièrement compensée par les intérêts créditeurs connexes comptabilisés au poste « Intérêts créditeurs et autres » du secteur Siège social.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 10 millions de dollars US en 2023 par rapport à celui de 2022, ainsi qu'en 2022 par rapport à 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location de Tamazunchale suivant la conclusion du contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE au milieu de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique reflète les contrats de transport à long terme stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services; il inclut la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas. Étant donné la nature à long terme des contrats de transport sous-jacents à nos activités, le BAIIA comparable reste sensiblement le même d'un exercice à l'autre, sauf lorsque de nouveaux actifs sont mis en service. Le BAIIA comparable de 2024 devrait être supérieur à celui de 2023 grâce aux produits supplémentaires tirés du tronçon latéral de Villa de Reyes pour un exercice complet, la mise en service commerciale ayant eu lieu au troisième trimestre de 2023.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé un total de 1,8 milliard de dollars US en 2023, somme qui a été consacrée principalement à la construction des gazoducs Southeast Gateway, Villa de Reyes et Tula. Nous prévoyons consacrer environ 1,6 milliard de dollars US à la poursuite des travaux de construction des gazoducs Southeast Gateway et Villa de Reyes en 2024.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 108 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Volumes de production des bassins d'approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement du réseau de NGTL et de nos gazoducs en aval. Le réseau de Columbia Gas et ses raccordements dépendent en grande partie de l'approvisionnement venant des Appalaches. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production de gaz naturel et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Les gazoducs se livrent cependant concurrence pour se raccorder aux grands bassins gaziers. Une diminution globale de la production ou l'intensification de la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait réduire le débit de nos gazoducs reliés et, en conséquence, avoir une incidence négative sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC et les Appalaches constituent deux des bassins les plus productifs et les plus concurrentiels d'Amérique du Nord sur le plan des coûts et qu'ils renferment des réserves de gaz naturel considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel et de ses liquides, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs et les usines de traitement du gaz, la demande à l'intérieur des bassins, les changements apportés aux politiques et à la réglementation et la valeur globale des réserves, y compris les liquides qu'elles contiennent.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. De nouvelles zones d'approvisionnement, situées plus près des marchés traditionnels, sont mises en valeur, ce qui pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. Les nouveaux marchés, notamment ceux qui sont liés aux installations d'exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l'intensification de l'utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l'évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir au marché des services de transport concurrentiels. Dans le cadre de notre planification stratégique annuelle, nous évaluons la résilience de notre portefeuille d'actifs selon une fourchette de niveaux possibles de l'offre et de la demande d'énergie.

Concurrence à l'égard de nouveaux projets d'expansion des gazoducs

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinières qui cherchent à investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou leur rendement financier global pourrait être moins attrayant. Les nouvelles infrastructures d'énergie renouvelable sont appelées à répondre à une portion croissante des besoins énergétiques futurs, y compris dans le secteur de la production d'électricité. Néanmoins, même selon les prévisions les plus optimistes à l'égard de ces nouvelles installations, on prévoit toujours que la demande de gaz naturel augmentera. La fiabilité de l'approvisionnement en gaz naturel est un facteur important du succès de l'adoption généralisée des énergies renouvelables, dont la production est plus intermittente.

Demande de capacité pipelinière

En dernière analyse, c'est la demande de capacité pipelinière qui conditionne la vente de services de transport par gazoduc. La demande est fonction de la concurrence entre les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage, des mesures d'économie d'énergie et de la demande de combustibles de remplacement de même que du prix des sources d'énergie nouvelles. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger des droits concurrentiels sont liés à la demande globale de services de transport. Toute diminution de la demande à cet égard pourrait influencer à la négative sur nos produits, quoique l'utilisation de la capacité de nos gazoducs s'accroît sans cesse et justifie de nouveaux investissements et de nouveaux projets d'expansion.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures de transport du gaz naturel par gazoducs. Des perturbations de la chaîne d'approvisionnement en énergie pourraient entraîner une volatilité des prix et un recul des prix du gaz naturel susceptibles d'influer sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation et d'autres instances gouvernementales et l'évolution de leurs politiques, notamment des changements apportés à la réglementation, peuvent avoir une incidence sur l'approbation, le calendrier, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer défavorablement sur les coûts de construction, les dates de mise en service, les produits prévus et les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être retardé ou aboutir à une décision défavorable en raison de l'évolution de l'opinion publique et des politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière. L'éventuelle contestation devant un tribunal de décisions réglementaires pourrait entraîner de nouveaux dépassements de coûts et de nouveaux retards sur le calendrier.

Des examens plus minutieux des méthodes de construction et d'exploitation par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi peuvent retarder la construction, faire augmenter les coûts d'exploitation ou exiger des dépenses d'investissement additionnelles. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts ou la réduction du caractère concurrentiel des tarifs facturés aux clients peuvent nuire au bénéfice.

Nous gérons constamment ces risques en nous tenant au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de législation et de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs et en veillant à ce que les demandes relatives aux droits, aux installations et aux tarifs tiennent compte de ces risques et les réduisent dans la mesure du possible.

Risque gouvernemental

Les revirements des politiques ou les changements à la tête du gouvernement peuvent influencer sur notre capacité à faire croître nos activités. Les processus réglementaires toujours plus complexes, l'obligation de procéder à des consultations plus vastes, le resserrement des politiques en matière d'émission et les changements apportés à la réglementation environnementale peuvent également influencer sur nos possibilités de croissance. Nous sommes déterminés à collaborer avec toutes les instances gouvernementales pour faire en sorte que les avantages et les risques de nos activités soient compris et que des stratégies d'atténuation adéquates soient mises en application.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines permettant d'assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. Toute interruption des activités pipelinières ayant une incidence sur la capacité d'expédition risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à la réputation de l'entreprise ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous surveillons constamment nos réseaux de gazoducs, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude, et l'entretien de l'équipement de compression fait l'objet de programmes de fiabilité et d'intégrité rigoureux qui en assurent l'exploitation sécuritaire et fiable.

Pipelines de liquides

Notre secteur Pipelines de liquides achemine du pétrole brut de façon sécuritaire et fiable grâce à une infrastructure allant du BSOC canadien jusqu'au Midwest des États-Unis et à la côte du golfe du Mexique. Nous offrons des services de transport de longue distance depuis le BSOC jusqu'aux principaux marchés de raffinage et d'exportation situés aux États-Unis ainsi que des services de transport en Alberta et entre Cushing, en Oklahoma, et la côte du golfe du Mexique.

Notre entreprise de pipelines de liquides comprend les installations suivantes :

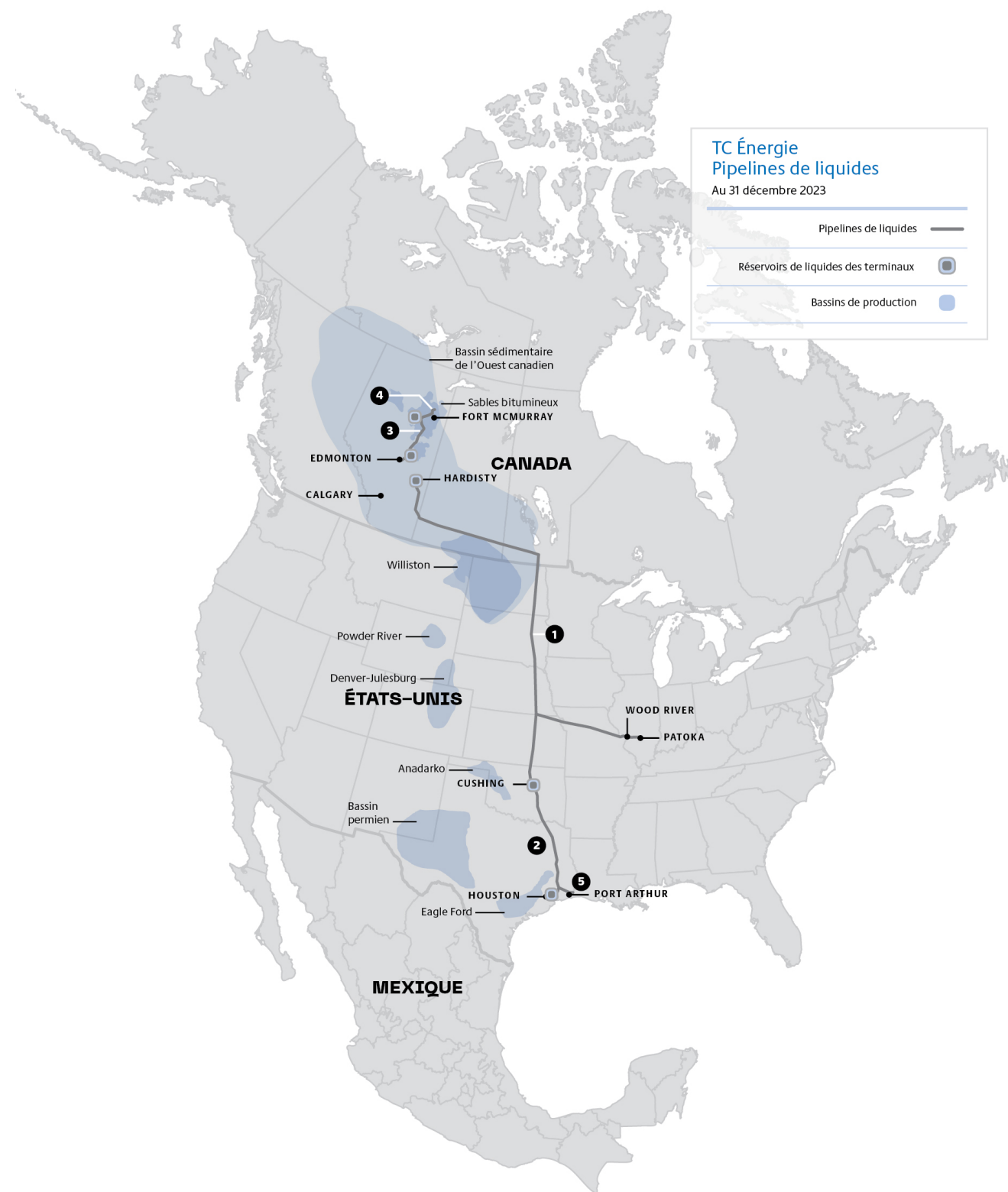
- des pipelines de liquides en propriété exclusive – environ 4 400 km (2 700 milles);
- des installations de stockage opérationnel et à terme détenues en propriété exclusive – environ 7 millions de barils;
- des pipelines de liquides détenus en partie – environ 460 km (290 milles).

Stratégie

Nous restons déterminés à exploiter notre infrastructure de pipelines de liquides de façon sûre, sécuritaire et fiable, tout en maximisant la performance sur le plan de l'exploitation. Nous continuons d'accroître notre offre de services de transport et de mettre à profit notre infrastructure existante pour tirer parti des occasions de croissance dans les corridors afin d'offrir à nos clients un plus vaste choix et un meilleur accès aux marchés tout en ajoutant de la valeur à notre entreprise.

Faits récents

- annonce de la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides pour former une nouvelle société inscrite en bourse indépendante de grande qualité qui se nommerait South Bow Corporation. La transaction de scission devrait être finalisée au cours du deuxième semestre de 2024, sous réserve de l'approbation des actionnaires, des tribunaux et des organismes de réglementation, de la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales et du respect des autres conditions de clôture habituelles;
- mise en service de l'oléoduc Port Neches Link au premier trimestre de 2023;
- achèvement de la récupération de tous les volumes relâchés lors de l'incident survenu à la borne kilométrique 14 et rétablissement du débit naturel de la rivière Mill Creek. Nous maintiendrons notre engagement pour ce qui est de la pratique, à long terme, d'activités de surveillance de l'environnement et de remise en état.



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation
Pipelines de liquides				
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 327 km (2 689 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
2	Marketlink		Transport de pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusque sur la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
3	Grand Rapids	460 km (286 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
4	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut depuis les installations Horizon appartenant à Canadian Natural Resources Limited, dans le nord-est de l'Alberta, jusqu'au pipeline Grand Rapids.	100 %
5	Port Neches	6 km (4 milles)	Transport de pétrole brut depuis le réseau d'oléoducs Keystone et d'autres terminaux de liquides depuis la région de Port Arthur, au Texas, jusqu'au terminal de Motiva à Port Neches, au Texas.	74,9 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur Pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et des terminaux. L'entreprise assure le transport, de façon sûre, sécuritaire et fiable, du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'aux principaux marchés de raffinage et de négociation, qui en font des produits pétroliers raffinés ou commercialisés dans d'autres marchés intérieurs ou internationaux. Nous offrons de plus des services complémentaires comme le stockage à des terminaux afin d'offrir aux clients une plus grande souplesse en matière de livraison tout en maximisant la position concurrentielle de nos actifs. En plus de nos pipelines de pétrole brut et terminaux, nous exerçons des activités de commercialisation par l'intermédiaire d'une entreprise de commercialisation non réglementée.

Nous offrons des services de transport par pipelines à nos clients, qui sont principalement visés par des contrats à long terme, ce qui nous permet de dégager des revenus stables et prévisibles sur la durée des contrats. Ces contrats à long terme prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction de nos actifs alors que les coûts d'exploitation et d'entretien sont recouverts principalement par le truchement de la tarification variable au moyen des coûts transférables. La capacité pipelinière non visée par des contrats est offerte sur le marché au comptant, sans engagement, et lors d'invitations à soumissionner conformément aux exigences réglementaires. Nous offrons à nos clients des services de stockage de pétrole brut aux terminaux en contrepartie de contrats à terme à prix fixe.

Notre réseau de pipelines et les installations connexes sont assujettis à la réglementation de la REC ou de l'AER au Canada et à celle de la PHMSA, de la FERC et de divers organismes étatiques aux États-Unis. Ces entités combinées réglementent les activités de construction, d'exploitation et de cessation de nos activités pipelinières, et il leur revient de surveiller le caractère raisonnable de nos tarifs.

Réseau d'oléoducs Keystone

Oléoducs Keystone

Le réseau d'oléoducs Keystone, notre principal actif pipelinier de liquides, transporte du pétrole brut de l'Ouest canadien vers divers points de livraison du Midwest des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique. Il joue également un rôle d'infrastructure physique pour notre réseau Marketlink, lequel loue une capacité pour le transport du pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte du golfe du Mexique. Le réseau d'oléoducs Keystone est exploité au Canada et aux États-Unis et, par conséquent, il est assujéti aux obligations de transporteur public imposées par la REC et la FERC dans ces juridictions respectives.

Oléoducs Port Neches Link

Notre réseau d'oléoducs Port Neches offre des services pour acheminer le pétrole brut dans de notre réseau d'oléoducs Keystone jusqu'au terminal de Motiva à Port Neches, au Texas, et il dispose également d'autres terminaux de liquides dans la région de Port Arthur, dont le terminal Philips 66 Beaumont. Le réseau d'oléoducs Port Neches est réglementé par la Railroad Commission du Texas.

Activités de commercialisation des liquides de TC Énergie

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et les activités de logistique passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. Cette division de commercialisation conclut des contrats visant la capacité de nos pipelines ou de pipelines et de réservoirs aux terminaux appartenant à des tiers.

Oléoducs de transport de liquides en Alberta

Nos deux oléoducs de transport de liquides en Alberta – Grand Rapids et White Spruce – procurent aux producteurs des services de transport de pétrole brut dans le nord de l'Alberta pour faire circuler des volumes entre la région des sables bitumineux et la région d'Edmonton/Heartland. L'AER réglemente ces oléoducs.

Contexte commercial

Des revirements géopolitiques majeurs, l'évolution des politiques gouvernementales et divers facteurs macroéconomiques continuent d'avoir des répercussions sur l'offre et la demande mondiales de pétrole brut. Bien que le secteur en amont mette toujours l'accent sur l'équilibre entre la gestion des dépenses et la croissance, nous prévoyons que la demande pour le pétrole brut s'intensifiera au cours de cette décennie. À long terme, nous nous attendons à une croissance de la demande mondiale avant de ralentir dans les décennies qui suivront. Toutefois, le pétrole brut devrait continuer de jouer un rôle essentiel et contribuer à répondre aux besoins énergétiques dans le monde entier pour les décennies à venir. L'offre de brut en Amérique du Nord, y compris en provenance du BSOC, demeurera essentielle pour soutenir la demande à long terme.

Perspective de l'offre

Le Canada se classe au troisième rang pour ce qui est de l'ampleur de ses réserves de pétrole brut avec plus de 160 milliards de barils de pétrole prouvés et économiquement récupérables. La production de pétrole du BSOC, principale source d'approvisionnement de nos pipelines de liquides, s'est chiffrée à environ 5,0 millions de b/j en 2023 et devrait augmenter de plus de 500 000 b/j pour atteindre 5,5 millions de b/j d'ici 2030. La production tirée des sables bitumineux à l'intérieur du BSOC, qui est directement raccordée à nos pipelines en Alberta, constitue la majeure partie de l'offre de brut canadien. Les sables bitumineux représentent une source d'approvisionnement de premier plan en raison de la durée de vie de plusieurs dizaines d'années des réserves, de la baisse de production de base limitée et de l'amélioration rapide de la performance au chapitre des coûts et de la protection environnementale.

Les États-Unis sont l'un des plus gros producteurs de pétrole brut au monde et leur production s'est chiffrée à plus de 12 millions de b/j en 2023. La majeure partie de la production de pétrole brut américain sur le continent se compose de pétrole léger de réservoirs étanches et provient des zones de production suivantes : le bassin permien, Williston, Eagle Ford et Niobrara. D'importants investissements de capitaux ont permis d'optimiser les raffineries américaines afin qu'elles puissent traiter un mélange de brut léger et de brut lourd, ce qui permet la production d'un éventail maximisé de produits raffinés. Notre réseau d'oléoducs Keystone étant raccordé aux principaux marchés de raffinage et d'exportation, nous croyons que nous sommes en mesure d'attirer la production des principaux bassins de pétrole léger aux États-Unis, qui devrait aussi croître d'ici la fin de la décennie.

Demande

La demande de pétrole brut en Amérique du Nord provient principalement des États-Unis, avec une capacité de raffinage de plus de 18 millions de b/j). Nos pipelines de liquides alimentent les marchés du raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique, soit le district PADD 2 et le district PADD 3, respectivement. Le district PADD 2 représente 23 % et le district PADD 3 représente 56 % de la production du marché du raffinage aux États-Unis, ou 79 % globalement. De nombreuses raffineries des districts PADD 2 et 3 sont dotées d'importantes installations complexes pouvant traiter le brut lourd. Ces marchés sont censés demeurer concurrentiels à l'échelle mondiale au cours des prochaines décennies en raison de leur accès à du brut lourd au Canada et à du brut léger aux États-Unis, à faible coût, ainsi que de leur proximité à un approvisionnement abondant de gaz naturel à faible coût. Ce sont des facteurs qui permettent à ces raffineries de se classer parmi les plus rentables au monde.

Bien que la consommation intérieure représente une forte proportion de la demande actuelle de pétrole brut nord-américain, les exportations devraient progresser, ce qui haussera la proportion de la demande extérieure en provenance d'Amérique du Nord au-delà de la fin de la décennie en raison du développement de nouveaux marchés. Les exportations de pétrole brut en provenance de la côte américaine du golfe du Mexique, qui est un marché qu'approvisionnent nos pipelines, devraient progresser, passant de 3,2 millions de b/j à 4,6 millions de b/j d'ici le début de la décennie 2030.

Priorités stratégiques

Nos pipelines de liquides positionnent stratégiquement notre secteur Pipelines de liquides afin qu'il puisse offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole brut albertain et américain vers le Midwest américain et la côte américaine du golf du Mexique.

Dans les limites de nos préférences en matière de risque, nous restons déterminés :

- à optimiser la performance sur le plan de l'exploitation et la valeur commerciale de nos actifs actuels;
- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles aux fins d'expansion;
- à garder le cap sur nos objectifs en matière de transition énergétique, dont l'amélioration en matière d'exploitation du réseau et la réduction de nos émissions de GES.

Notre modèle d'affaires repose notamment sur des contrats à long terme qui assurent la stabilité des tarifs pour nos clients et celle des produits dégagés par notre entreprise. Nous augmentons constamment notre connectivité à des sources d'approvisionnement résilientes ainsi qu'aux principaux marchés, ce qui place notre entreprise en position de tirer profit de la croissance.

Nous sommes d'avis que nos pipelines de liquides sont bien positionnés pour tirer profit de la croissance de la production dans le BSOC, qui fait preuve de stabilité et de résilience, et qui est nécessaire pour répondre à la demande croissante à l'égard du brut lourd canadien manifestée par la côte américaine du golfe du Mexique, du fait du repli des importations extracôtières traditionnelles. Devant la croissance persistante de la production de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et le fait que la demande de pétrole léger est satisfaite en Amérique du Nord, nous évaluerons les possibilités d'expansion de nos services de transport et d'élargissement de notre plateforme de pipelines pour y inclure une connectivité du dernier kilomètre en matière d'approvisionnement vers les raffineries et les terminaux possédant des capacités de stockage et d'exportation maritime. Nous veillerons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et à aménager des projets pour offrir aux clients des choix quant à de nouvelles sources d'approvisionnement offertes à proximité.

Nous collaborons constamment avec nos clients de longue date et nos clients potentiels afin d'améliorer l'expérience clients et nous offrons des services de transport pipelinier et des services aux terminaux à la fois concurrentiels, fiables et efficaces qui répondent à leurs besoins. L'emplacement et l'envergure de nos actifs, en se combinant, aident à attirer des volumes supplémentaires et à prendre de l'expansion.

Nous surveillons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques et d'occasions de coentreprises ou de structure tarifaire conjointe afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. 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.

FAITS MARQUANTS

Scission de nos activités liées aux pipelines de liquides

Le 27 juillet 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides, qui deviendrait une société se nommant South Bow Corporation. En plus de l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, la scission est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, de l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et du respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. Nous prévoyons que la scission sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la scission, les actionnaires de TC Énergie conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de South Bow Corporation. Le nombre d'actions ordinaires de South Bow Corporation devant être distribuées aux actionnaires de TC Énergie sera déterminé avant la clôture de la scission. Cette transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour les actionnaires canadiens et américains de TC Énergie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, nous avons engagé des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides avant impôts de 40 millions de dollars (34 millions de dollars après impôts), dont des coûts de 3 millions de dollars et de 37 millions de dollars avant impôts ont été pris en compte dans les résultats des secteurs Pipelines de liquides et Siège social, respectivement, et ont été exclus des mesures comparables.

Incident à la borne kilométrique 14

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas, causant une fuite de 12 937 barils de pétrole brut. En juin 2023, nous avons achevé de récupérer tous les volumes relâchés et, en octobre 2023, nous avons rétabli le débit naturel de la rivière Mill Creek. Nous maintiendrons notre engagement pour ce qui est de la pratique, à long terme, d'activités de surveillance de l'environnement et de remise en état.

En décembre 2022, la PHMSA a délivré une ordonnance de mesures correctives et elle a par la suite délivré une ordonnance de mesures correctives modifiée en mars 2023. L'oléoduc fonctionne aux termes de l'ordonnance de mesures correctives modifiée, laquelle prévoit certaines restrictions de la pression manométrique. Conformément à l'ordonnance de mesures correctives modifiées, nous prévoyons être en mesure de respecter nos engagements contractuels visant Keystone.

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

Au 31 décembre 2022, nous avons comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales correctives de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités, montant qui a été ajusté à 794 millions de dollars en date du 30 juin 2023 à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris. Au 31 décembre 2023, l'estimation du coût des mesures environnementales correctives n'avait pas varié. Des polices d'assurance adéquates sont en place et nous croyons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes. Au 31 décembre 2023, nous avons reçu un produit d'assurance de 575 millions de dollars (néant en 2022) au titre des mesures environnementales correctives. Les coûts supplémentaires des mesures environnementales correctives comptabilisés au deuxième trimestre de 2023 comprenaient une somme de 36 millions de dollars que nous prévoyons recouvrer auprès de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive, et qui a été comptabilisée dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé des résultats. Ce montant a été exclu des mesures comparables.

Instances de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, trois clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En décembre 2022, la REC a rendu une décision relative à la plainte qui s'est traduite par un ajustement de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. La REC a instauré une procédure pour examiner la conformité de Keystone à la décision concernant la répartition des coûts liés aux agents réducteurs de frottement dans le calcul de la tarification variable.

En février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte. En conséquence, nous avons comptabilisé une charge avant impôts non récurrente de 57 millions de dollars qui rend compte des tarifs facturés entre 2018 et 2022. Ce montant a été exclu des mesures comparables. La FERC devrait rendre une décision définitive en 2024.

Port Neches

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

En décembre 2023, Motiva, qui est notre partenaire dans Port Neches LLC, a exercé son option visant à accroître sa participation dans cette entreprise. Par conséquent, notre participation a diminué, passant de 95 % à 74,9 % en contrepartie d'environ 25 millions de dollars US, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture.

Keystone XL

En septembre 2022, le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements a constitué officiellement un tribunal afin de traiter la requête d'arbitrage que nous avons déposée en vertu de l'ALENA. En avril 2023, le tribunal a suspendu les procédures, accédant à une requête du Département d'État des États-Unis visant à établir si les motifs de compétences de la cause pouvaient constituer une question préliminaire. Une audience portant sur les compétences en la matière est prévue pour le deuxième trimestre de 2024. En avril 2023, le gouvernement de l'Alberta a déposé sa propre requête d'arbitrage, qui sera entendue séparément de notre requête.

Les activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, qui se poursuivront en 2024, comprennent la cession et la préservation d'actifs. Nous continuerons de coordonner ces activités avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de nous assurer du respect de nos engagements en matière d'environnement et de réglementation.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Réseau d'oléoducs Keystone ¹	1 389	1 304	1 448
Pipelines en Alberta ²	70	71	87
Autres ¹	(2)	(9)	(9)
BAIIA comparable	1 457	1 366	1 526
Amortissement	(338)	(329)	(318)
BAIL comparable	1 119	1 037	1 208
Postes particuliers :			
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(57)	(27)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(18)	(25)	(43)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(3)	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	4	118	(2 775)
Gain sur la vente de Northern Courier	—	—	13
Activités de gestion des risques	(34)	20	(3)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 011	1 123	(1 600)
BAIIA comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	382	383	417
Dollars US	796	754	884
Incidence du change	279	229	225
BAIIA comparable	1 457	1 366	1 526

1 Les résultats des activités de commercialisation des liquides étaient auparavant présentés séparément, mais ils ont trait presque entièrement aux activités de commercialisation du réseau d'oléoducs Keystone. Ces résultats ont été reclassés au poste « Réseau d'oléoducs Keystone » ci-dessus en 2022 et pour les périodes comparatives.

2 Les pipelines en Alberta regroupaient 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 Pipelines de liquides a diminué de 112 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, et il a augmenté de 2 723 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Ces chiffres tiennent compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de 57 millions de dollars, avant impôts, en 2023 découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, et une charge de 27 millions de dollars, avant impôts, découlant de la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte déposée concernant les tarifs comptabilisés en 2021 et en 2022. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- des coûts de préservation et autres coûts de 18 millions de dollars, avant impôts, comptabilisés en 2023 (25 millions de dollars en 2022) et se rapportant à la préservation et au stockage 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;
- une charge avant impôts de 3 millions de dollars engagée en 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- un ajustement de 4 millions de dollars avant impôts en 2023 (118 millions de dollars en 2022) de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL comptabilisée en 2021 découlant de l'effet net du gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et des ajustements afférents à l'estimation des obligations contractuelles et légales liées aux activités d'abandon;

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,8 milliards de dollars, avant impôts, comptabilisée en 2021 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes par suite de la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales;
- un gain de 13 millions de dollars, avant impôts, en 2021 sur la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar américain en 2023 et 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités exercées aux États-Unis par rapport à 2022 et 2021, respectivement. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides en 2023 a été supérieur de 91 millions de dollars à celui de 2022, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la hausse des volumes contractuels et non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone;
- les apports à la hausse du réseau d'oléoducs Port Neches Link, qui a entrepris ses activités en mars 2023;
- le raffermissement du dollar américain dont il a été question précédemment.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides de 2022 a été inférieur de 160 millions de dollars à celui de 2021, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la baisse des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, ce qui a été compensé en partie par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance et par près de 20 000 b/j afférents à des contrats à long terme ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 ayant été commercialisés en avril 2022, représentant 10 000 b/j supplémentaires en septembre 2022;
- le résultat des activités de commercialisation des liquides a reculé en 2022 par rapport à 2021, en raison du rétrécissement des marges et de la contraction des volumes;
- la décision de la REC rendue relativement à une plainte déposée concernant les tarifs facturés en 2022;
- le raffermissement du dollar américain dont il a été question précédemment.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 9 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 11 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, ce qui s'explique principalement par le raffermissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable de 2024 devrait être équivalent à celui de 2023. Le BAIIA comparable de 2024 ne tient pas compte de l'incidence de la scission, car elle est assujettie à l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, à la réception de décisions fiscales favorables, à l'obtention d'autres approbations de la part des organismes de réglementation et au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé un total de 44 millions de dollars en 2023, somme qui a été consacrée principalement à des projets d'investissement sur la côte américaine du golfe du Mexique et à nos pipelines en exploitation. Nous prévoyons investir environ 0,2 milliard de dollars en 2024.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Pipelines de liquides. Se reporter à la page 108 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Activités d'exploitation

L'exploitation de nos pipelines de liquides de façon sécuritaire et fiable, de même que l'optimisation de leur capacité disponible, sont des facteurs essentiels au succès du secteur. Toute interruption des activités pipelinières risque d'avoir une incidence sur la capacité d'expédition et de se traduire par notre incapacité à satisfaire à nos obligations liées aux volumes contractuels et à saisir des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer ces risques et les contrecoups possibles sur les communautés locales, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque environnemental, nous faisons des investissements de capitaux efficaces et nous misons sur du personnel hautement qualifié. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour veiller régulièrement à l'intégrité de nos pipelines et pour procéder à des réparations et à de l'entretien préventif s'il y a lieu.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur la conception, la construction, l'exploitation et la performance financière de nos pipelines de liquides. Les revirements de politiques gouvernementales peuvent influencer sur la capacité à faire croître nos activités. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole peut également avoir une incidence sur les processus de réglementation. Parallèlement, des particuliers et des groupes d'intérêt s'opposent à l'utilisation du pétrole pour la production d'énergie en exprimant leur désaccord face à la construction et à l'exploitation de pipelines de liquides. Le fait de modifier les exigences en matière d'environnement ou de réviser le processus de réglementation actuel peut avoir une incidence défavorable sur le moment de l'obtention des autorisations pour nos pipelines de liquides ou la possibilité de les obtenir. Pour gérer ces risques, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux en matière de réglementation et de politiques gouvernementales afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur de pipelines de liquides et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

Un recul de la demande de produits raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. À long terme, un resserrement des prix du pétrole brut pourrait par ailleurs inciter les producteurs à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport de liquides et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les clients, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport des liquides, plus particulièrement pour relier les approvisionnements croissants de pétrole brut entre les régions productrices et les marchés de demande en Amérique du Nord. Nous pouvons aussi faire face à la concurrence d'autres sociétés qui cherchent également à transporter du pétrole brut jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépendra ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Commercialisation des liquides

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et les activités de logistique passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. L'évolution des conditions de marché pourrait avoir une incidence négative sur la valeur de ces contrats de location de capacité sous-jacents et les marges réalisées. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également affecter la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise ».

Volatilité du marché

La nature cyclique des prix des produits de base peut jouer sur le rythme de l'expansion des activités de nos clients. Cela peut influencer sur la croissance de la production dans notre secteur, sur la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières. Nous cherchons à atténuer ce risque en passant des contrats à terme et en offrant des services de transports concurrentiels sur le marché.

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur Énergie et solutions énergétiques regroupe des actifs de production d'électricité, des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés ainsi que des technologies émergentes qui offrent des solutions à faibles émissions de carbone pour nos clients et le secteur d'activité.

Les activités du secteur Énergie et solutions énergétiques représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 4 600 MW au moyen de solutions nucléaires, solaires, éoliennes ou alimentées au gaz naturel. Ces actifs de production d'électricité sont pour la plupart visés par des contrats à long terme. Nos infrastructures énergétiques canadiennes sont situées en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, tandis que nos infrastructures énergétiques américaines sont situées au Texas. De plus, nous avons des CAE visant environ 400 MW aux États-Unis et au Canada auprès de centrales éoliennes et solaires. Nous continuons d'explorer des occasions liées aux actifs de production d'électricité et des occasions de conventions d'achat d'électricité (« CAE ») au Canada et aux États-Unis.

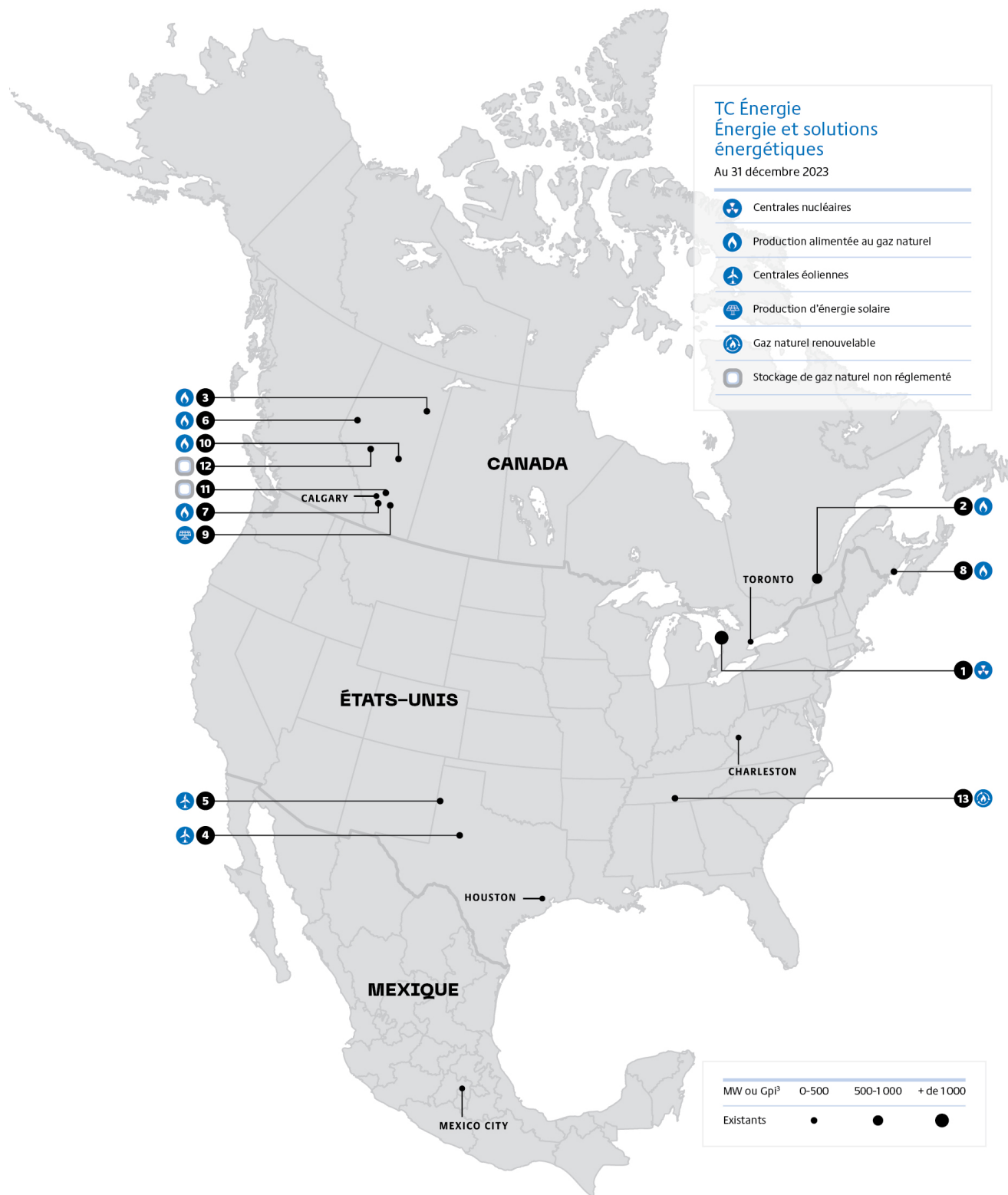
Par ailleurs, nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta.

Stratégie

Notre stratégie consiste à maximiser la valeur de notre portefeuille existant en maintenant la sécurité et l'excellence opérationnelle, tout en améliorant la durée de vie et la fiabilité de nos actifs. Au-delà de nos portefeuilles existants, nous porterons une attention particulière à nos investissements de capitaux dans les secteurs d'activité et les projets dont le cadre commercial est conforme à la proposition de valeur de TC Énergie, notamment les contrats à long terme et la tarification réglementée. Nous pensons qu'à long terme, à mesure que s'opèrera la transition énergétique, le besoin d'un approvisionnement fiable se fera grandissant. Nous pouvons jouer un rôle vital dans la transition énergétique et nous continuerons de développer nos compétences et nos capacités à l'égard des nouvelles technologies et des nouveaux marchés qui, selon nous, répondront à ces critères dans l'avenir et s'inscriront dans nos activités liées au gaz naturel.

Faits récents

- Dans le cadre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, le programme de RCP du réacteur 6 a été mené à terme et son exploitation commerciale a débuté au cours du troisième trimestre de 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget. En mars 2023, le réacteur 3 a été mis hors service et son programme de RCP a débuté au cours du deuxième trimestre de 2023. La base d'estimation définitive pour le programme de RCP du réacteur 4 a été soumise auprès de la SIERE au quatrième trimestre de 2023 et l'approbation a été obtenue le 8 février 2024.
- Acquisition de la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW et le parc éolien Blue Cloud de 148 MW.
- Achèvement de la construction du projet solaire de Saddlebrook de 81 MW et début de l'exploitation commerciale le 5 janvier 2024.
- Annonce de la poursuite de la réalisation du projet d'accumulation par pompage en Ontario avec notre partenaire potentiel, la Nation ojibway de Saugeen.



La capacité de production des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques s'élève à 4 642 MW (quote-part nette revenant à TC Énergie). Nous sommes l'exploitant de chacune des installations, à l'exception de Bruce Power.

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Actifs de production d'énergie					
1	Bruce Power ¹	3 170	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
2	Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. La production d'électricité est suspendue depuis 2008, mais nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant cette suspension.	100 %
3	Mackay River	207	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Fluvanna ²	155	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Scurry County, au Texas.	100 %
5	Blue Cloud ²	148	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Bailey County, au Texas.	100 %
6	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
7	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
8	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick.	100 %
9	Centrale solaire de Saddlebrook	81	énergie solaire	Centrale hybride de production d'énergie solaire située près d'Aldersyde, en Alberta.	100 %
10	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada					
11	Crossfield	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
12	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction					
Autres solutions énergétiques					
13	Lynchburg		GNR	Installation de production de GNR située à Lynchburg, au Tennessee	30 %

1 Notre quote-part de la capacité de production.

2 TC Énergie détient la totalité des participations de catégorie B et un investisseur en avantages fiscaux détient la totalité des participations de catégorie A, auquel un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Installations énergétiques au Canada

Production et commercialisation d'énergie au Canada

Nous détenons et exploitons des centrales de production d'électricité totalisant une capacité d'environ 1 200 MW au Canada ou des droits sur ces centrales, sans compter notre investissement dans Bruce Power. En Alberta, nous détenons cinq centrales : quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et une centrale d'énergie solaire. Nous maximisons les produits au moyen de l'exécution disciplinée d'une stratégie d'exploitation. Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser les résultats. Pour réduire le risque lié aux prix des produits de base relativement à l'électricité non liée à des contrats, nous vendons une partie de notre production sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables, le reste étant conservé pour être vendu sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. L'objectif de cette stratégie est de nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et de pouvoir saisir les occasions d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés. Nos deux installations énergétiques de cogénération d'électricité alimentées au gaz naturel de l'est du Canada, situées à Bécancour et à Grandview, font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 560 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. De ce fait, Bruce Power ne supporte aucun risque lié au combustible irradié. Nous détenons une participation de 48,3 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varieront surtout en raison de la mise à l'arrêt des réacteurs pour permettre la réalisation du programme de RCP ainsi que de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus.

Aux termes d'une entente à long terme conclue avec la SIERE, Bruce Power a entrepris une série d'investissements en vue de prolonger la durée de vie utile de ses installations jusqu'en 2064. Cette entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site. Selon les modalités de l'entente modifiée, qui a pris effet en 2016, Bruce Power a commencé à investir dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément aux programmes de remise à neuf à long terme. Les investissements dans le programme de gestion d'actifs doivent se traduire par un prolongement à court terme de la durée de vie utile des six réacteurs visés jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. Le programme de gestion d'actifs comprend pour sa part la remise à neuf ou le remplacement ponctuels des systèmes, structures ou composantes qui n'entrent pas dans le champ d'intervention du programme de RCP, axé sur le remplacement effectif de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs. Le programme de RCP vise à prolonger de 30 ans la durée de vie utile de chacun des six réacteurs.

Le programme de RCP du réacteur 6, premier volet du programme d'allongement du cycle de vie de six réacteurs, a commencé en janvier 2020 et son exploitation commerciale a repris au troisième trimestre de 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget malgré les enjeux liés à la pandémie de COVID-19. Le programme de RCP du réacteur 3, deuxième volet du programme de RCP, a commencé au premier trimestre de 2023 et devrait se terminer en 2026. Au quatrième trimestre de 2023, l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 4 a été soumise à la SIERE, qui a donné son approbation le 8 février 2024. Le programme de RCP du réacteur 4 devrait débuter au premier trimestre de 2025 et se terminer en 2028. Les investissements dans les programmes de RCP des trois autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

En parallèle avec le programme de RCP, 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 portera essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe de Bruce Power; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Le projet 2030 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.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power reçoit pour l'ensemble de ses réacteurs un prix contractuel uniforme qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE demande une réduction de la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

Le prix contractuel peut être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de RCP. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficacités de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Au 31 décembre 2023, aucune provision n'avait été constituée au titre des efficacités opérationnelles pour la période allant de 2022 à 2024, et aucune efficacité opérationnelle au chapitre des coûts n'a été réalisée pour la période allant de 2019 à 2021.

Bruce Power est un fournisseur mondial de cobalt-60, un isotope médical utilisé dans la stérilisation de matériel médical et pour traiter certains types de cancer. Le cobalt-60 est produit pendant la production d'électricité de Bruce Power et récolté, pendant certaines interruptions de service prévues pour entretien, à des fins médicales pour le traitement des tumeurs du cerveau et du cancer du sein. De plus, Bruce Power continue de faire avancer un projet visant à accroître la production d'isotopes à partir de ses réacteurs en mettant l'accent sur le lutétium-177, un autre isotope médical utilisé dans le traitement du cancer de la prostate et des tumeurs neuroendocrines. Ce projet est mené en collaboration avec un partenariat canadien en médecine nucléaire et la Nation ojibway de Saugeen dont le territoire traditionnel est celui où se trouvent les installations de Bruce Power.

Conventions d'achat d'électricité – Canada

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne et solaire d'environ 400 MW en Alberta et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires en offrant des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Installations énergétiques aux États-Unis

Production et commercialisation d'énergie au États-Unis

Notre production d'énergie éolienne s'établit à environ 300 MW et se situe au Texas. Ces activités sont concentrées dans les marchés du Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) et du Southwest Power Pool (SPP). Une partie de cette production d'énergie est vendue aux termes d'un contrat à prix fixe à long terme.

Notre entreprise de négociation et de commercialisation de l'énergie et des émissions aux États-Unis optimise la valeur de nos actifs et met à profit divers produits physiques et financiers sur les marchés de l'énergie et de l'environnement, tout en portant une attention particulière à la gestion des risques.

Conventions d'achat d'électricité – États-Unis

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne d'environ 400 MW aux États-Unis et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires en offrant des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Autres solutions énergétiques

Stockage de gaz naturel au Canada

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi³ en Alberta. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de nos activités de transport de gaz naturel et de nos activités américaines de stockage réglementées.

Le secteur canadien du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, tout en ajoutant de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel nous permettent également, ainsi qu'à nos clients, de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Notre secteur du stockage de gaz naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz naturel pour ces transactions.

FAITS MARQUANTS

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

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

Le 1^{er} mars 2023, le réacteur 3 a été mis hors service et le programme RCP a débuté au cours du deuxième trimestre de 2023. La remise en service est attendue en 2026.

L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 4 a été soumise à la SIERE le 13 décembre 2023 et l'approbation a été obtenue le 8 février 2024. Le programme de RCP du réacteur 4 devrait débuter au cours du premier trimestre de 2025 et prendre fin en 2028.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

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

En novembre 2023, la majeure partie des 297 MW du parc éolien de Sharp Hills est arrivée au stade de l'exploitation commerciale, ce qui a entraîné l'entrée en vigueur de la CAE de 15 ans visant la totalité de l'énergie produite et les droits à tous les attributs environnementaux de l'installation.

Acquisitions de parcs éoliens au Texas

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

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

Centrale solaire de Saddlebrook

Le 25 octobre 2023, nous avons achevé la construction de la centrale solaire de Saddlebrook de 81 MW située à proximité d’Aldersyde, en Alberta. Les activités de mise en service ont débuté, y compris la production d’électricité pour le marché albertain. L’exploitation commerciale intégrale a été atteinte le 5 janvier 2024. Le projet a été en partie financé par l’agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta) et Lockheed Martin.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d’information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Le tableau qui suit présente la totalité du BAIIA comparable des actifs que nous détenons ou que nous détenons en partie, et que nous consolidons entièrement, ainsi que la quote-part du bénéfice des actifs dans lesquels nous détenons une participation et que nous ne consolidons pas.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Bruce Power ¹	680	552	397
Installations énergétiques au Canada	334	322	253
Stockage de gaz naturel et autres ²	6	33	19
BAIIA comparable	1 020	907	669
Amortissement	(92)	(72)	(78)
BAII comparable	928	835	591
Postes particuliers :			
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	7	(17)	14
Gain sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	17
Activités de gestion des risques	69	15	6
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 004	833	628

1 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de Bruce Power.
2 Ces données comprennent nos participations sans contrôle dans des parcs éoliens au Texas, qui englobent des participations de catégorie A. Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d’information.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 171 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 205 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Il comprend les 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 en 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020;
- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

En 2023, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 113 millions de dollars à celui de 2022. Cette hausse est attribuable à l’incidence des éléments suivants :

- les apports à la hausse de Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé, des coûts d’interruption inférieurs découlant du moins grand nombre de jours d’arrêt d’exploitation prévus ainsi que de la charge d’amortissement moindre, en partie contrés par la baisse de la production d’électricité et la hausse des charges d’exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- les résultats financiers supérieurs des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel et de la hausse des prix de l’électricité réalisés;
- la diminution du résultat inscrit par les activités de stockage de gaz naturel et autres, imputable à l’augmentation des coûts liés aux activités d’expansion des affaires de l’ensemble du secteur.

En 2022, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 238 millions de dollars à celui de 2021; cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport positif de Bruce Power principalement attribuable à un prix contractuel plus élevé;
- l'amélioration du résultat des installations de production énergétique au Canada en raison surtout de la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta en 2022.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 20 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022, en raison surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023. L'amortissement pour 2022 a diminué de 6 millions de dollars par rapport à 2021, en raison de certains ajustements apportés en 2022.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAIL comparable :			
Produits ¹	1 941	1 848	1 642
Charges d'exploitation	(917)	(924)	(922)
Amortissement et autres	(344)	(372)	(323)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	680	552	397
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	92 %	86 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	106	302	321
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	62	34	22
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	20 447	20 610	20 542
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	94 \$	89 \$	80 \$

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

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

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

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

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

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

Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4 a été mené à bien au deuxième trimestre de 2023 et celui du réacteur 8 a été réalisé au cours du quatrième trimestre de 2023. Le coût définitif et l'échéancier estimatif du programme de RCP du réacteur 4 ont été soumis à la SIERE le 13 décembre 2023, qui les a approuvés le 8 février 2024.

En 2022, des travaux d'entretien prévus de tous les réacteurs ont été réalisés. En 2021, des travaux d'entretien prévus des réacteurs 1 et 3 ont été réalisés et le réacteur 7 a été mis à l'arrêt à partir du quatrième trimestre.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques pour 2024 devrait être plus élevé que celui de 2023 du fait surtout de la quote-part accrue du bénéfice de Bruce Power en raison de l'incidence pour l'exercice complet du réacteur 6 après sa remise en service en septembre 2023 et de la hausse des prix contractuels prévue le 1^{er} avril 2024. Une diminution des prix de l'énergie en Alberta est attendue en 2024, ce qui réduira l'apport des installations énergétiques au Canada.

Le début des travaux d'entretien à Bruce Power pour 2024 est actuellement prévu au premier trimestre pour le réacteur 1 et au deuxième trimestre pour les réacteurs 5 à 8. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2024, exclusion faite du programme de RCP du réacteur 3, devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 %.

Dépenses en immobilisations

En 2023, nous avons engagé 0,9 milliard de dollars pour notre quote-part des programmes de RCP des réacteurs 3 et 6, pour la construction de la centrale solaire de Saddlebrook et pour d'autres projets d'investissement de maintenance dans tout le secteur. Nous prévoyons engager environ 0,9 milliard de dollars en 2024, principalement en lien avec notre quote-part des programmes de RCP des réacteurs 3 et 4 de Bruce Power.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Énergie et solutions énergétiques. Se reporter à la page 108 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement. Les activités de commercialisation du secteur se conforment à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise ».

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production physique d'électricité de nos installations énergétiques et de leur consommation de carburant est exposée à la volatilité des prix des produits de base. Ce risque est atténué par les contrats à long terme et les activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix alors en vigueur sur le marché.

Nos deux centrales alimentées au gaz naturel dans l'est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et aucune n'est exposée de manière significative à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. Comme les contrats visant ces actifs ont une échéance, nous ne savons pas si nous serons en mesure de les renouveler selon des modalités semblables, et il se pourrait que nos actifs soient exposés aux fluctuations des prix des produits de base.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Capacité disponible des centrales

L'exploitation de nos centrales de manière à offrir des services de façon sécuritaire et fiable de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible sont essentiels au succès continu des activités du secteur Énergie et solutions énergétiques. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien ainsi qu'une baisse de la production des centrales, un recul des produits et une réduction des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur les marchés réglementé et déréglementé au Canada et aux États-Unis. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, provinciaux et des États applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché ou des caractéristiques du marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, des coûts relatifs aux émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui pourraient avoir des incidences négatives sur les prix de l'électricité. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conformité

Des règles de marché, des règlements et des normes d'exploitation régissent nos installations énergétiques et varient selon le territoire où celles-ci sont implantées. Nos activités de négociation et de commercialisation peuvent être soumises à une concurrence et à des règles de conduite équitables de même qu'à des règles particulières qui s'appliquent aux transactions physiques et financières effectuées sur les marchés déréglementés. De même, les activités de maintenance, la disponibilité des générateurs et la livraison de l'électricité et des produits connexes de nos centrales peuvent être assujetties à des normes opérationnelles et techniques particulières. Bien que nous déployions des efforts considérables pour nous conformer à toutes les exigences légales applicables, il se produit parfois des situations entraînant un risque lié à la conformité telles que des difficultés opérationnelles imprévues, un manque de clarté des règles à suivre et l'application ambiguë et imprévisible des exigences par les organismes de réglementation et les autorités de surveillance du marché. Le non-respect réputé de ces exigences pourrait entraîner l'obligation de prendre des mesures d'atténuation, l'imposition de peines pécuniaires, la limitation de nos activités d'exploitation, voire des poursuites.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou de la météo, y compris les effets possibles des changements climatiques, est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité, en plus de limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité et la production de nos centrales alimentées au gaz naturel.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces ou des raccords de transmission régionaux. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité au Canada et aux États-Unis ainsi qu'à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. De nouveaux acteurs, traditionnels ou non, se joignent à l'économie florissante de l'énergie à faibles émissions de carbone en Amérique du Nord, et nous devons donc affronter leur concurrence dans le domaine de la construction de plateformes à faibles émissions de carbone dotées des caractéristiques financières et énergétiques requises pour fournir à la clientèle des solutions adaptées à ses besoins en matière de transition énergétique.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Nous contractons d'importants engagements en capital aux fins de l'aménagement d'infrastructures de production d'électricité, en présumant que ces actifs produiront un rendement intéressant sur le capital investi. Même si nous évaluons minutieusement l'ampleur et le coût prévu de nos projets d'investissement, nous sommes exposés au risque d'exécution et au risque de dépassement des coûts en capital, lesquels peuvent avoir une incidence sur le rendement que nous tirons de ces projets. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre une gouvernance de projets et des processus de surveillance exhaustifs et nous structurons les contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction avec des contreparties de bonne réputation.

Siège social

FAITS MARQUANTS

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En juin 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu sa décision dans le cadre d'une poursuite en recours collectif intentée par d'anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (CPG) relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a conclu que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que l'ancien conseil d'administration de CPG avait manqué à son obligation de diligence dans la surveillance du processus de vente et que TC Énergie s'est rendue complice de ces violations. Le tribunal a accordé un montant de 1 \$ US par action en dommages-intérêts aux demandeurs, et les dommages-intérêts totaux sont actuellement estimés à 400 millions de dollars US plus les intérêts prévus par la loi. L'exposé et l'argumentaire postérieurs au procès ont pris fin et une décision du tribunal sur la répartition des responsabilités entre TC Énergie et les anciens dirigeants de CPG devrait être rendue au cours du premier semestre de 2024. La direction prévoit interjeter appel après que le tribunal aura déterminé le total des dommages-intérêts et la part attribuée à TC Énergie.

Projet Focus

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

Certaines initiatives ont été mises en œuvre en 2023, notamment le lancement d'un nouveau système de gestion opérationnelle simplifié à l'appui d'une performance accrue en matière de sécurité, d'efficacités dans certains processus liés aux projets d'immobilisations et de réduction des charges du siège social. Nous prévoyons mettre en œuvre d'autres initiatives au-delà de 2023, principalement dans notre secteur des gazoducs, qui profitera d'une productivité accrue, de coûts moins élevés et d'une augmentation des produits, la plupart de ces avantages devant être réalisés par nos clients. Nous avons également d'autres initiatives de sécurité dans le cadre d'un plan triennal d'amélioration de la sécurité.

En date du 31 décembre 2023, nous avons engagé des coûts de 124 millions de dollars avant impôts aux fins du projet Focus, soit principalement des honoraires de consultation externes et des indemnités de cessation d'emploi, dont une tranche de 65 millions de dollars a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats et retirée des montants comparables. Les coûts engagés restants comprennent un montant de 23 millions de dollars qui a été comptabilisé dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, avec des produits compensatoires à l'état consolidé des résultats au titre des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires, dont le solde net n'a pas eu d'incidence sur le résultat net. Un montant additionnel de 36 millions de dollars a été attribué aux projets d'investissement. Aucun honoraire de consultation important ne devrait être engagé en 2024.

Programme de sortie d'actifs

Le 4 octobre 2023, TC Énergie a conclu la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, ce qui a considérablement fait progresser notre plan de réduction de la dette. Nous continuons d'évaluer d'autres occasions de rotation du capital afin de renforcer davantage notre situation financière.

Budget fédéral 2023 du Canada

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
BAIIA comparable et BAIL comparable	(14)	(20)	(24)
Postes particuliers :			
Coûts liés au projet Focus	(65)	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(37)	—	—
Gains de change – prêts intersociétés ¹	—	28	41
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	(63)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(116)	8	(46)

1 Montant constaté au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats.

En 2023, la perte sectorielle du siège social s'est établie à 116 millions de dollars, comparativement à un bénéfice sectoriel de 8 millions de dollars en 2022. En 2022, le bénéfice sectoriel du siège social s'est chiffré à 8 millions de dollars, comparativement à une perte sectorielle de 46 millions de dollars en 2021.

Le résultat sectoriel du siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge avant impôts de 65 millions de dollars comptabilisée en 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions;
- une charge avant impôts de 37 millions de dollars engagée en 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- des gains de change en 2022 et en 2021 sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces gains de change ont été inscrits dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable, car ils ont été entièrement compensés par des pertes de change correspondantes liées aux prêts intersociétés comptabilisées au poste « Gains (pertes) de change, montant net ». Se reporter à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour en savoir plus;
- en 2021, une charge de 63 millions de dollars avant les impôts liée au PDVR offert en 2021.

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable du secteur Siège social se sont accrus de 6 millions de dollars en 2023, par rapport à une perte de 20 millions de dollars en 2022, du fait d'une diminution des frais judiciaires. Le BAIIA comparable et le BAIL comparable du secteur Siège social pour 2022 ont été semblables à ceux de 2021.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(895)	(776)	(712)
Libellés en dollars US	(1 692)	(1 267)	(1 259)
Incidence du change	(592)	(383)	(320)
	(3 179)	(2 426)	(2 291)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(261)	(189)	(85)
Intérêts capitalisés	187	27	22
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 253)	(2 588)	(2 354)
Postes particuliers :			
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(10)	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	(6)
Intérêts débiteurs	(3 263)	(2 588)	(2 360)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 675 millions de dollars en 2023 par rapport à ceux de 2022 et ont augmenté de 228 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable :

- des frais financiers à payer de 10 millions de dollars en 2023 découlant d'une charge avant impôts relative à la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone. Cette décision a été rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- une charge de 6 millions de dollars en 2021 relative à la facilité de crédit liée au projet Keystone XL pour la période postérieure à la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2023 ont été supérieurs de 665 millions de dollars à ceux de 2022, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme effectuées, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la hausse des taux d'intérêt sur notre dette à long terme qui porte intérêt à un taux variable;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2022 ont été supérieurs de 234 millions de dollars à ceux de 2021, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la hausse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme plus élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US.

Il y a lieu de se reporter à la section « Situation financière » pour un complément d'information.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	102	157	140
Libellée en dollars US	350	161	101
Incidence du change	123	51	26
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	575	369	267

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 206 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par la mise en service de projets d'expansion du réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE, ainsi qu'aux dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway en 2023, ce qui a été contrebalancé en partie par les projets mis en service dans le secteur Gazoducs – États-Unis. En raison du retard au titre d'une décision d'investissement finale, avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2023, nous avons suspendu la provision pour les fonds utilisés pendant la construction relativement aux actifs en cours de construction afférents aux projets de gazoduc Tula.

La provision pour les fonds utilisés durant la construction a augmenté de 102 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique en grande partie par l'augmentation des dépenses en immobilisations visant le réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars US découle de la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE et des dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, en partie contrebalancées par l'effet de la diminution des dépenses en immobilisations et des projets mis en service visant les gazoducs aux États-Unis.

Gains (pertes) de change, montant net

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	118	(8)	254
Postes particuliers :			
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(44)	—	—
Pertes de change – prêt intersociétés	—	(28)	(41)
Activités de gestion des risques	246	(149)	(203)
Gains (pertes) de change, montant net	320	(185)	10

Les gains de change se sont élevés à 320 millions de dollars en 2023, par rapport à des pertes de change de 185 millions de dollars en 2022 et à des gains de change de 10 millions de dollars en 2021. Les postes particuliers suivants sont exclus de notre calcul des gains (des pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable :

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

Se reporter aux sections « Risques financiers », « Instruments financiers » et « Transactions avec des parties liées » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Les gains de change inclus dans le résultat comparable se sont établis à 118 millions de dollars en 2023, comparativement à des pertes de change de 8 millions de dollars en 2022. La variation découle principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

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

Des pertes de change de 8 millions de dollars ont été incluses dans le résultat comparable en 2022, comparativement à des gains de change de 254 millions de dollars en 2021. La variation est principalement attribuable à l'effet net des éléments suivants :

- les pertes nettes réalisées en 2022, comparativement aux 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;
- les pertes de change inscrites en 2022, comparativement aux gains inscrits en 2021, à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- les gains réalisés plus élevés sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de change relatif aux passifs nets au Mexique.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Intérêts créditeurs et autres	278	146	190
Poste particulier :			
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	(36)	—	—
Intérêts créditeurs et autres	242	146	190

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 96 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et ont diminué de 44 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Les intérêts créditeurs et autres en 2023 tiennent compte d'un montant de 36 millions de dollars comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14, qui est une estimation du produit d'assurance au titre des mesures environnementales correctives que nous nous attendons à recevoir de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive. Cette charge a été exclue de notre calcul des intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 132 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la variation de la juste valeur d'autres placements restreints, en partie contrebalancées par la baisse des intérêts créditeurs en 2023 par suite du remboursement du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas en juillet 2022.

En 2022, les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont été inférieurs de 44 millions de dollars à ceux de 2021 en raison du refinancement, en mars 2022, du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas et du remboursement subséquent de ce prêt le 29 juillet 2022.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(1 037)	(813)	(830)
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	157	405	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	15	7	—
Coûts liés au projet Focus	17	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	6	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	6	12
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(25)	49	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	14	(123)	641
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	40	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	(196)	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	15
Vente de Northern Courier	—	—	6
Vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	(10)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	4	(3)
Activités de gestion des risques	(91)	32	49
(Charge) recouvrement d'impôts	(942)	(589)	(120)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2023 a augmenté de 353 millions de dollars par rapport à celle de 2022, laquelle s'était accrue de 469 millions de dollars par rapport à celle de 2021.

En plus de certaines des incidences fiscales qui se rapportent à des postes particuliers mentionnés ailleurs dans le présent rapport de gestion, la charge d'impôts sur le bénéfice comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

2023

- un recouvrement d'impôts de 157 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un recouvrement de 14 millions de dollars US au titre d'un impôt minimum lié à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

2022

- un recouvrement d'impôts de 405 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, déduction faite de certaines pertes fiscales latentes et non comptabilisées;
- une charge de 196 millions de dollars au titre du règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique;
- une charge d'impôts de 123 millions de dollars prise en compte dans la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL qui comprend un impôt minimum aux États-Unis de 96 millions de dollars lié à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

2021

- L'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2023 a augmenté de 224 millions de dollars comparativement à celle de 2022, en raison surtout de la hausse du bénéfice imposable, de l'exposition au change au Mexique et de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et les ajustements à l'inflation moins élevés au Mexique. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2022 a diminué de 17 millions de dollars comparativement à celle de 2021, principalement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et de l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement du bénéfice imposable et d'autres provisions pour moins-value.

(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre	Participations sans contrôle détenues au 31 décembre 2023	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)				
Columbia Gas et Columbia Gulf ¹	40,0 %	(143)	—	—
Portland Natural Gas Transmission System	38,3 %	(41)	(37)	(30)
Parcs éoliens au Texas	100 % ²	38	—	—
TC PipeLines, LP	néant ³	—	—	(60)
Participation sans contrôle rachetable	néant	—	—	(1)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(146)	(37)	(91)

1 Le 4 octobre 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à GIP.

2 Des investisseurs en avantages fiscaux détiennent 100 % des participations de catégorie A dans les parcs éoliens au Texas, auxquels un pourcentage des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué.

3 Avant l'acquisition conclue le 3 mars 2021, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP était de 74,5 %.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a progressé de 109 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022 du fait de l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf ainsi que de l'acquisition de parcs éoliens au Texas. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » et à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour obtenir des précisions.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 54 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021 par suite de 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

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars)			
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(107)	(140)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 14 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 33 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022 et en 2021, en partie compensé par l'augmentation des taux variables des dividendes sur certaines séries d'actions privilégiées.

Incidence du change

Incidence du change liée aux activités libellées en dollars US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour 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 US sur le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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 produits et charges libellés en dollars US, avant impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2023	2022	2021
BAIIA comparable			
Gazoducs aux États-Unis	3 248	3 142	3 075
Gazoducs au Mexique ¹	596	602	602
Pipelines de liquides	796	754	884
	4 640	4 498	4 561
Amortissement	(954)	(952)	(911)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 692)	(1 267)	(1 259)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	350	161	101
Participations sans contrôle et autres	(156)	(101)	(66)
	2 188	2 339	2 426
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,35	1,30	1,25

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

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

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

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

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

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

31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(83)	(32)	1
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	224	54	15
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(133)	(11)	4
	8	11	20

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

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers et menons des activités de gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement et pour gérer notre structure du capital et nos cotes de crédit. Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de l'incidence qu'a notre cote de crédit sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités dans notre notice annuelle accessible sur le site Web de Sedar+ (www.sedarplus.ca).

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

Plan financier

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 31 milliards de dollars destiné à des projets garantis ainsi que nos projets en cours d'aménagement, qui doivent faire l'objet des approbations de la société et des organismes de réglementation. Comme il est indiqué dans la présente rubrique portant sur la situation financière, notre programme d'investissement devrait être financé par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- les sorties d'actifs;
- le financement de projets;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

De plus, au besoin, nous pourrions aussi avoir recours à des options de financement additionnelles, notamment l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé dans le cadre de notre RRD et des émissions distinctes d'actions ordinaires.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2023, notre actif à court terme s'élevait à 11,4 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 0,4 milliard de dollars, comparativement à 9,6 milliards de dollars au 31 décembre 2022. La variation du fonds de roulement s'explique avant tout par le produit tiré de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, ce qui a également donné lieu à une réduction des emprunts à court terme. 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 9,6 milliards de dollars aux fins de la capacité de prélèvements à court terme, sur lesquelles aucun montant n'a été prélevé. Au 31 décembre 2023, nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,0 milliard de dollars pouvait encore être prélevée;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 1,5 milliard de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles aucun montant n'a été prélevé;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, notre programme de sortie d'actifs et notre RRD, si cela est jugé approprié.

Au 31 décembre 2023, soit notre actif total se chiffrait à 125,0 milliards de dollars, comparativement à 114,3 milliards de dollars au 31 décembre 2022, une augmentation qui reflète avant tout notre programme d'investissement, notre fonds de roulement et l'accroissement de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, partiellement contrebalancés par l'amortissement et l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2023, notre passif total s'établissait à 86,0 milliards de dollars, comparativement à 80,2 milliards de dollars au 31 décembre 2022, en raison de l'incidence nette des variations de la dette, du fonds de roulement et de l'affaiblissement du dollar américain au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022 relativement à la conversion de nos passifs libellés en dollars US.

Nos capitaux propres totalisaient 39,0 milliards de dollars au 31 décembre 2023, comparativement à 34,1 milliards de dollars au 31 décembre 2022. L'augmentation découle avant tout de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, facteur contrebalancé en partie par le bénéfice net, déduction faite des dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées, et la diminution des autres éléments du résultat étendu.

Structure du capital consolidé

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital :

aux 31 décembre				
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	Pourcentage du total	2022	Pourcentage du total
Billets à payer	—	—	6 262	7
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	52 914	54	41 543	45
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 678)	(4)	(620)	(1)
	49 236	50	47 185	51
Billets subordonnés de rang inférieur	10 287	10	10 495	11
Actions privilégiées	2 499	3	2 499	3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	27 054	27	31 491	35
Participations sans contrôle	9 455	10	126	—
	98 531	100	91 796	100

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2023, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument nos flux de trésorerie consolidés :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(12 287)	(7 009)	(7 712)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	8 093	487	(88)
	3 074	(147)	(910)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	94	53
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 058	(53)	(857)

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(207)	639	287
Fonds provenant de l'exploitation	7 061	7 014	7 177
Postes particuliers :			
Charge d'impôts exigibles sur la sortie d'une participation sans contrôle ¹	736	—	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	54	—	—
Décision réglementaires relatives à Keystone, déduction faite des impôts exigibles	53	27	—
Coûts au titre de la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides	40	—	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	36	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	196	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	14	20	40
Charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(14)	96	140
Programme de départ volontaire à la retraite, déduction faite des impôts exigibles	—	—	49
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 980	7 353	7 406

¹ Correspond à la charge d'impôts exigibles découlant de l'application d'un taux d'environ 24 % au gain fiscal sur la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et de Columbia Gulf, contrebalancée par un recouvrement d'impôts reportés d'un montant équivalent, ce qui s'est traduit par une incidence nette nulle sur la charge d'impôts.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 893 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 515 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de la baisse 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 627 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement de la croissance du BAIIA comparable, de l'accroissement des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et des gains nets réalisés sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change, facteurs contrôlés en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 53 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, en raison principalement de l'accroissement des intérêts débiteurs et des pertes de change nettes réalisées sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change, facteurs compensés en partie par l'augmentation du BAIIA comparable.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(8 007)	(6 678)	(5 924)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(142)	(49)	—
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(4 149)	(2 234)	(1 210)
	(12 298)	(8 961)	(7 134)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(307)	—	—
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	250	(11)	(239)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	10	571	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	33	—	35
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	23	1 433	73
Montants reportés et autres	2	(41)	(447)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(12 287)	(7 009)	(7 712)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté entre 2022 et 2023, passant de 7,0 milliards de dollars à 12,3 milliards de dollars, en raison de la hausse des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation attribuable surtout à Coastal GasLink LP et de la hausse des dépenses en immobilisations en 2023.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué, passant de 7,7 milliards de dollars en 2021 à 7,0 milliards de dollars en 2022, en raison essentiellement de l'augmentation des autres distributions tirées de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait principalement à notre quote-part du remboursement de la dette de Sur de Texas, des recouvrements contractuels reçus en 2022 au titre de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021, ainsi que d'un prêt consenti à une de nos sociétés liées en 2021, facteurs partiellement contrebalancés par l'augmentation des dépenses en immobilisations en 2022.

Dépenses d'investissement¹

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteurs :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gazoducs – Canada	6 184	4 719	2 737
Gazoducs – États-Unis	2 660	2 137	2 820
Gazoducs – Mexique	2 292	1 027	129
Pipelines de liquides	49	143	571
Énergie et solutions énergétiques	1 080	894	842
Siège social	33	41	35
	12 298	8 961	7 134

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les flux de trésorerie liés à nos dépenses en immobilisations, à nos projets d'investissement en cours d'aménagement et à nos apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2023 pour les postes des états financiers qui représentent le total des dépenses d'investissement.

Dépenses en immobilisations

En 2023, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des travaux de construction du gazoduc Southeast Gateway, de l'expansion du réseau de NGTL, du programme de livraison parcoures ouest des réseaux de NGTL et de Foothills, des projets de Columbia Gas et d'ANR et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2023 par rapport à 2022 reflète les dépenses liées à l'avancement des travaux de construction du gazoduc Southeast Gateway et des projets de Gillis Access et de Columbia Gas, en partie contrebalancées par la réduction des dépenses consacrées à l'expansion du réseau de NGTL.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2023 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient les dépenses liées aux projets du secteur Énergie et solutions énergétiques.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2023 comparativement à 2022, en raison surtout des prélèvements de 2 520 millions de dollars effectués sur le prêt subordonné par Coastal GasLink LP en 2023, lesquels sont comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2022 par rapport à 2021, principalement en raison des apports de capitaux propres à titre de coentrepreneur d'environ 1,3 milliard de dollars versés en 2022 à Coastal GasLink LP conformément aux ententes révisées visant Coastal GasLink LP. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions. Ce facteur a été en partie contrebalancé par les apports moindres à Iroquois en 2021.

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

Acquisitions

Le 15 mars 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le 14 juin 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour plus de précisions à ce sujet.

Prêts à une société liée

Les prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net, représentent les émissions et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable 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 Coastal GasLink. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Transactions avec des parties liées » pour plus de précisions à ce sujet.

Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL

En 2023, nous avons reçu des recouvrements contractuels de 10 millions de dollars (571 millions de dollars en 2022) découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021.

Produit de la vente d'actifs

En 2023, nous avons réalisé la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva Enterprises, pour un produit brut de 33 millions de dollars (25 millions de dollars US).

En 2021, nous avons mené à terme la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier pour un produit brut de 35 millions de dollars.

Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont trait principalement à notre quote-part des remboursements de la dette de Sur de Texas en 2022 et en 2021 et au rendement du capital investi découlant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Iroquois en 2023 et en 2022.

Après les activités de refinancement menées avec la coentreprise Sur de Texas susmentionnées, 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.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(6 299)	766	1 003
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	15 884	2 508	10 730
Remboursements sur la dette à long terme	(3 772)	(1 338)	(7 758)
Sortie de participations sans contrôle, déduction faite des coûts de transaction	5 328	—	—
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	(633)
Dividendes et distributions versés	(3 052)	(3 385)	(3 548)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	4	1 905	148
Actions privilégiées rachetées	—	(1 000)	(500)
Gains (pertes) sur le règlement d'instruments financiers	—	23	(10)
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	(15)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	8 093	487	(88)

En 2023, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 7,6 milliards de dollars par rapport à 2022, en raison essentiellement du montant net plus élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme, du remboursement de billets à payer et de la réception d'un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US) à la suite de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information.

En 2022, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 0,6 milliard de dollars par rapport à 2021, en raison essentiellement de l'accroissement du produit tiré des émissions d'actions ordinaires et de billets subordonnés de rang inférieur en 2022 ainsi que du rachat subséquent en 2021 de la participation sans contrôle rachetable au moyen des apports reçus en 2020 visant à soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, facteurs en partie contrebalancés par le montant net moins élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets à payer ainsi que par la hausse des rachats d'actions privilégiées.

Les principales transactions prises en compte dans nos activités de financement sont analysées plus en détail ci-après.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme en 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	400	Variable
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	Janvier 2028	500 US	Variable

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

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

3 Le 4 octobre 2023, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Se reporter à note 24 « Participations sans contrôle » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Le 9 janvier 2024, Columbia Pipelines Holding Company LLC a émis des billets de premier rang non garantis de 500 millions de dollars US échéant en janvier 2034 et portant intérêt à un taux fixe de 5,68 %.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Octobre 2023	Billets de premier rang non garantis	625 US	3,75 %
	Septembre 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Novembre 2023	Emprunt à terme de non garanti	32 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Avril 2023	Débiteures	200 US	7,88 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	315 US	Variable

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

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2023, 2022 et 2021, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2023.

Rachat d'une participation sans contrôle rachetable

Le 8 janvier 2021, nous avons exercé notre option d'achat conformément aux modalités contractuelles et versé 497 millions de dollars US (633 millions de dollars) pour racheter les titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta qui étaient classés dans le passif à court terme au bilan consolidé au 31 décembre 2020. Cette transaction a été financée par des prélèvements sur la facilité de crédit liée au projet d'oléoduc Keystone XL.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Aux termes du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée. Le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD en 2023 s'est établi à environ 39 % (33 % en 2022), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 737 millions de dollars (607 millions de dollars en 2022) en actions ordinaires aux termes de ce régime.

Depuis le versement des dividendes déclarés le 27 juillet 2023, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Information sur les actions

au 9 février 2024

Actions ordinaires

Émises et en circulation

1,0 milliard

Actions privilégiées

Émises et en circulation

Pouvant être converties en

Série 1	14,6 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	7,4 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	10 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	4 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,1 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,9 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12

Options permettant d'acheter des actions ordinaires

En circulation

Pouvant être exercées

7 millions

4 millions

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2023.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre

2023

2022

2021

Dividendes déclarés

par action ordinaire	3,72 \$	3,60 \$	3,48 \$
par action privilégiée de série 1	0,86975 \$	0,86975 \$	0,86975 \$
par action privilégiée de série 2	1,62659 \$	0,82611 \$	0,50997 \$
par action privilégiée de série 3	0,4235 \$	0,4235 \$	0,42350 \$
par action privilégiée de série 4	1,46703 \$	0,66655 \$	0,34997 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,48725 \$	0,48725 \$
par action privilégiée de série 6	1,55993 \$	0,80668 \$	0,41622 \$
par action privilégiée de série 7	0,97575 \$	0,97575 \$	0,97575 \$
par action privilégiée de série 9	0,9405 \$	0,9405 \$	0,9405 \$
par action privilégiée de série 11	0,83775 \$	0,83775 \$	0,83775 \$
par action privilégiée de série 13	—	—	0,34375 \$
par action privilégiée de série 15	—	0,30625 \$	1,225 \$

Le 13 février 2024, nous avons majoré de 3,2 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,96 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2024, à l'intention des actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 mars 2024, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,84 \$ par action ordinaire.

Facilités de crédit

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 9 février 2024, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,8 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Emprunteur	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2028	3,0	2,8
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2024	2,5 US	2,3 US
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	2,5 US	2,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	2,0 ²	1,0 ²

1 La capacité inutilisée est présentée déduction faite du papier commercial en cours et des montants prélevés sur les facilités.

2 Ou l'équivalent en dollars US.

Au 9 février 2024, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit à vue confirmées consenties par un tiers dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 1,5 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paielements exigibles (par périodes)

au 31 décembre 2023					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	63 503	2 938	8 066	9 328	43 171
Contrats de location-exploitation ²	548	72	134	117	225
Obligations d'achat et autres	4 988	2 649	813	517	1 009
	69 039	5 659	9 013	9 962	44 405

1 Exclusion faite des frais d'émission et des ajustements de la juste valeur.

2 Compte tenu des versements futurs pour le siège social, divers bureaux, des services et du matériel ainsi que des engagements relatifs à des terrains et à des contrats de location découlant de la restructuration de l'entreprise. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.

Billets à payer

Le total des billets à payer en cours était de néant au 31 décembre 2023 (6,3 milliards de dollars en 2022).

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2023, la dette à long terme s'élevait à 52,9 milliards de dollars (41,5 milliards de dollars en 2022) et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 10,3 milliards de dollars (10,5 milliards de dollars en 2022).

Nous nous efforçons d'échelonner le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de nos billets subordonnés de rang inférieur et de notre dette à long terme, exclusion faite des options de remboursement anticipé, est d'environ 18 ans.

Paielements d'intérêts

Les paiements d'intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2023 sont indiqués ci-après :

au 31 décembre 2023					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	25 439	2 373	4 323	3 612	15 131
Billets subordonnés de rang inférieur	50 734	611	1 318	1 678	47 127
	76 173	2 984	5 641	5 290	62 258

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Nous avons conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire qui viennent à échéance entre 2024 et 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2023, la capacité totale prévue garantie en vertu des CAE était d'environ 800 mégawatts, la production étant assujettie à des facteurs de disponibilité opérationnelle et de capacité. Ces CAE ne répondent pas à la définition de contrats de location ou de dérivés. Les paiements futurs et leur calendrier ne peuvent pas être raisonnablement estimés, car ils dépendent du moment où certaines centrales connexes sont mises en service et de la quantité d'énergie produite. Certains de ces engagements d'achat prévoient des ventes compensatoires aux termes des CAE visant la totalité ou une partie de la production connexe de la centrale.

Obligations d'achat et autres

Au 31 décembre 2023, les paiements au titre des obligations d'achat et autres s'établissaient comme suit :

au 31 décembre 2023					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs – Canada					
Transport par des tiers ¹	1 685	177	363	341	804
Dépenses d'investissement ²	226	197	20	7	2
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	546	142	216	94	94
Dépenses d'investissement ²	340	314	26	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	1 312	1 312	—	—	—
Pipelines de liquides					
Transportation par des tiers ¹	43	26	17	—	—
Dépenses d'investissement ²	6	6	—	—	—
Autres	3	3	—	—	—
Énergie et solutions énergétiques					
Dépenses d'investissement ²	231	200	31	—	—
Autres ³	187	22	28	28	109
Siège social					
Autres	395	236	112	47	—
Dépenses d'investissement ²	14	14	—	—	—
	4 988	2 649	813	517	1 009

- 1 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.
- 2 Les montants comprennent principalement les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation destinés à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.
- 3 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport de carburant.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de l'entité propriétaire du gazoduc. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement la livraison de gaz naturel. Ces garanties peuvent être renouvelées en juin 2024 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2023, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 97 millions de dollars, pour une valeur comptable de moins de 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power peut être renouvelée en décembre 2025 et elle peut être prorogée pour des périodes successives de deux ans, la dernière période de renouvellement, d'une durée de trois ans, prenant fin en 2065.

Au 31 décembre 2023, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars, pour une valeur comptable de néant.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement, conjointement et solidairement ou exclusivement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des services de construction, y compris les conventions d'achat, et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en 2043.

Au 31 décembre 2023, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 80 millions de dollars, pour une valeur comptable de 3 millions de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

En 2023, nous avons cotisé 28 millions de dollars aux régimes de retraite à prestations déterminées, 9 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 64 millions de dollars au régime d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Au 31 décembre 2023, les lettres de crédit fournies afin de satisfaire aux exigences de solvabilité du régime de retraite à prestations déterminées canadien totalisaient 244 millions de dollars (322 millions de dollars en 2022; 322 millions de dollars en 2021).

En 2024, nous ne prévoyons cotiser aucun montant aux régimes de retraite à prestations déterminées et nous nous attendons à cotiser environ 6 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 70 millions de dollars aux régimes d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous ne prévoyons pas fournir de lettres de crédit supplémentaires en faveur du régime DB canadien afin de satisfaire aux exigences de solvabilité.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite a été ramené à 20 millions de dollars en 2023, contre 57 millions de dollars en 2022, en raison surtout de l'incidence de la hausse des taux d'intérêt.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence significative sur notre situation de trésorerie ni sur notre situation financière.

Autres renseignements

SURVEILLANCE DES RISQUES ET GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

La gestion des risques est au cœur de toutes les activités de TC Énergie et fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons les risques au moyen d'un programme de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer systématiquement les risques, notamment les risques liés à la durabilité, susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'atteinte de nos objectifs stratégiques.

Ce programme vise à gérer les risques qui pèsent sur la mise en œuvre de nos stratégies commerciales ou qui en découlent, ainsi qu'à favoriser les pratiques nous permettant de détecter les nouveaux risques et d'en faire le suivi. Plus précisément, le programme et le cadre de gestion des risques d'entreprise établissent un processus de bout en bout aux fins de la détection, de l'analyse, de l'évaluation et de l'atténuation des risques, ainsi qu'aux fins du suivi en continu et des rapports au conseil, au chef de la direction et aux vice-présidents directeurs, y compris le chef de la gestion des risques.

Le conseil assume la surveillance générale de tous les risques d'entreprise, comme il est mentionné plus bas, et assure la surveillance directe de la réputation et des relations, de l'incertitude politique et réglementaire, de la stratégie de répartition du capital, de la réalisation des projets et des coûts en capital. Le conseil examine le registre des risques d'entreprise chaque année et il est informé chaque trimestre des nouveaux risques et de la façon dont ces risques sont gérés et atténués, en conformité avec la propension et la tolérance au risque de TC Énergie. Il participe également, au besoin ou sur demande, à des présentations détaillées qui portent sur chacun des risques d'entreprise mentionnés dans le registre des risques d'entreprise.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil d'administration, supervise le programme de gestion des risques d'entreprise et assure une surveillance adéquate de nos activités de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers, notamment les risques liés à la durabilité, dans le cadre de leur mandat. Plus précisément :

- le comité des ressources humaines encadre le renouvellement des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération pour assurer la concordance de nos politiques en matière de ressources humaines et de main-d'œuvre et de nos pratiques en matière de rémunération avec notre stratégie globale;
- le comité SSDE veille aux risques relatifs à l'exploitation, à la mise en œuvre de projets d'envergure, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l'environnement, y compris les risques liés au climat;
- le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction, y compris le risque de marché, le risque de crédit lié aux contreparties et la cybersécurité.

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace. Pour chacun des risques d'entreprise, un membre de l'équipe de haute direction est responsable de la gouvernance et de la réalisation et doit présenter au conseil une évaluation approfondie chaque année.

Les principaux risques financiers et liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement qui sont particuliers à chaque secteur d'exploitation sont analysés dans les sections respectives du présent rapport de gestion. De plus, notre gestion de la gouvernance, de la stratégie, des risques et occasions, des mesures et des cibles liés au climat sont décrits à la rubrique détaillée établie selon les critères du TCFD de notre Rapport sur la durabilité. Certains des risques d'entreprise qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur nos objectifs stratégiques sont résumés ci-après. Ces risques font l'objet d'une surveillance continue dans le cadre de notre solide programme de gestion des risques d'entreprise, qui comprend un réseau de responsables des risques émergents occupant des postes clés dans l'ensemble de l'organisation et qui sont chargés de repérer les risques potentiels à l'échelle de l'entreprise, lesquels sont signalés dans un rapport trimestriel au conseil d'administration.

Dans le cadre de notre engagement envers l'amélioration continue du programme de gestion des risques d'entreprise, nous avons déterminé des indicateurs clés de risque (« ICR ») pour les événements porteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur notre capacité d'atteindre nos objectifs stratégiques et nous progressons actuellement en vue de leur adoption. Ces paramètres établiront un ensemble d'indicateurs pertinents qui fourniront des mesures quantifiables et un raisonnement objectif, ainsi qu'une tendance significative, pour chaque risque d'entreprise. Les ICR serviront à éclairer l'évaluation en profondeur des risques d'entreprise effectuée chaque année par le conseil.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Interruption des activités Les risques opérationnels tels que les pannes et défaillances de matériel, les conflits de travail, une pandémie et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, d'actes de terrorisme ou de sabotage et des excavations par des tiers sur l'emprise de nos pipelines.	Ces risques sont susceptibles de réduire les produits et d'accroître les coûts d'exploitation, d'entraîner des frais juridiques, réglementaires ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne peuvent être recouvrées à même les droits, les contrats ou l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière. Certains événements pourraient donner lieu à un risque de blessures ou de décès et de dommages matériels et écologiques.	Notre système de gestion, le SGOT, prévoit des exigences et des processus structurés pour notre travail quotidien afin d'assurer notre protection et celle de nos collègues, de notre milieu de travail et de nos actifs, des collectivités où nous sommes présents et de l'environnement. Le SGOT établit des pratiques de gestion des risques opérationnels afin de réduire au minimum l'exposition aux risques et les défaillances opérationnelles, et nous l'améliorons constamment à la lumière des nouvelles connaissances issues du suivi du rendement de nos actifs, des apprentissages tirés des incidents externes et des travaux effectués en collaboration dans le secteur et avec les organismes de réglementation. Le SGOT comprend des programmes de sécurité des processus, de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises qui visent à permettre à TC Énergie de réagir efficacement aux événements qui posent un risque opérationnel, de réduire les pertes et les blessures et d'améliorer sa capacité de reprendre ses activités d'exploitation. Ces mesures sont appuyées par notre programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise correspondants pour assurer la continuité des processus. Bien que nous disposions d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer une certaine partie des risques auxquels nous sommes exposés, il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.
Cybersécurité Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Nous devons toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité et nous pourrions être exposés à divers événements touchant la cybersécurité dirigés contre notre technologie de l'information ou nos actifs physiques. Ce risque a monté d'un cran en raison de l'adoption plus rapide des technologies et de l'évolution des conflits géopolitiques. Les méthodes employées pour obtenir des accès non autorisés, désactiver ou dégrader des services ou encore saboter des systèmes sont en constante évolution et il peut être difficile de les prévoir ou de les détecter, ce qui crée des vulnérabilités nouvelles ou inattendues. Cela s'est traduit par une réglementation plus stricte en matière de cybersécurité dans les territoires où nous exerçons nos activités.	Une cyberattaque pourrait exposer notre entreprise à un large éventail de pertes, notamment l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques. Cela pourrait aussi être lourd de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs et causer des incidents relatifs à la sécurité et/ou à l'environnement. Une attaque d'envergure pourrait aussi ruiner notre réputation, entraîner un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation et/ou notre situation financière.	Nous avons établi une stratégie et un programme de cybersécurité exhaustifs qui sont conformes aux normes des organismes de réglementation et de l'industrie. Notre stratégie est examinée et actualisée régulièrement, et un rapport sur l'état de notre programme de cybersécurité est présenté au comité d'audit chaque trimestre. Ce programme comprend une gouvernance encadrée par des politiques et des normes, l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour déceler les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme étoffé de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés et des entrepreneurs. Nous avons souscrit une assurance qui peut couvrir les pertes imputables aux dommages matériels causés à nos installations par suite d'un événement touchant la cybersécurité, mais l'assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Réputation et relations Aux fins de nos activités et de nos perspectives de croissance, nous devons entretenir des relations étroites avec nos principales parties prenantes, telles que les clients, les collectivités autochtones, les propriétaires fonciers, les fournisseurs, les investisseurs, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales.	Une mauvaise gestion des attentes des parties prenantes et des enjeux qui leur importent, y compris en ce qui concerne le climat et la durabilité, peut avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation et nos projets, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général. Cela pourrait aussi entacher notre réputation et nuire à notre capacité d'exercer nos activités et de prendre de l'expansion.	Nos valeurs fondamentales, soit la sécurité, l'innovation, la responsabilité, la collaboration et l'intégrité, nous guident dans l'établissement et le maintien de nos principales relations et dans nos interactions avec les parties prenantes. Nous sommes fiers des relations étroites que nous avons tissées avec les parties prenantes partout où nous sommes présents, et nous cherchons continuellement à les resserrer. En plus de nos valeurs fondamentales, nous avons élaboré des programmes et des politiques qui façonnent nos interactions, clarifient les attentes, évaluent les risques et facilitent l'atteinte de résultats mutuellement avantageux. En outre, notre gestion de la gouvernance, de notre stratégie, des risques et occasions, de nos mesures et de nos objectifs liés au climat sont décrits dans notre Rapport sur la durabilité annuel.
Incertitude politique et réglementaire Notre capacité de construire et d'exploiter des infrastructures énergétiques nécessite des autorisations réglementaires et est tributaire des politiques et des règlements établis par les organismes gouvernementaux de niveau fédéral, étatique, provincial et local, qui sont en constante évolution. Cela comprend les modifications réglementaires susceptibles d'avoir une incidence sur nos projets et nos activités d'exploitation dans l'avenir, ce qui pourrait influencer sur le rendement financier de nos actifs.	Les effets défavorables sur nos positions concurrentielles, sur les plans géographique et commercial, pourraient nous empêcher d'atteindre nos objectifs de croissance en raison de l'échec ou de la perte d'occasions de croissance interne, de nouvelles occasions ou de possibilités existantes. Les conséquences financières des refus ou de retards de projets pourraient inclure la perte de coûts d'aménagement, la perte de confiance des investisseurs et d'éventuels frais juridiques en cas de poursuites. La réglementation pourrait également entraîner une hausse des coûts liés à notre exploitation en raison de l'obligation de respecter des règles nouvelles ou plus strictes, ce qui nous empêcherait de dégager un rendement raisonnable sur notre capital investi.	Nous nous tenons au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation et d'affaires gouvernementales afin d'analyser leur effet possible sur nos entreprises. Nous intégrons des analyses de scénarios à nos perspectives stratégiques et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs. Nous repérons les nouveaux risques, notamment les décisions des clients, des organismes de réglementation et des autorités gouvernementales, ainsi que les technologies novatrices, et nous faisons rapport au conseil sur la gestion de ces risques chaque trimestre dans le cadre du programme de gestion des risques d'entreprise. Nous utilisons aussi ces informations pour éclairer notre stratégie de répartition du capital et nous adapter à l'évolution de la conjoncture du marché.
Accès au capital à un coût concurrentiel Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer notre portefeuille de projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance, et ce, à des coûts suffisamment inférieurs à nos rendements sur le capital investi. Une détérioration importante et prolongée de la conjoncture du marché et une attitude moins favorable des investisseurs et des prêteurs pourraient entraver notre accès à des capitaux à un coût concurrentiel. L'instabilité géopolitique, les taux d'intérêt élevés et l'inflation persistante pourraient exacerber les pressions sur notre coût du capital dans l'avenir.	Un coût du capital plus élevé pourrait nuire à notre capacité de produire un rendement intéressant sur le capital investi ou freiner notre croissance à court terme et à long terme. Des hausses importantes des taux d'intérêt pourraient faire augmenter notre coût d'emprunt et ainsi avoir un effet négatif sur notre résultat.	Nous exerçons nos activités dans le cadre de nos moyens financiers et de notre tolérance au risque, maintenons un large éventail de leviers de financement et nous faisons aussi des sorties d'actifs un volet de notre programme de financement. En outre, nous entretenons une relation franche et proactive avec les membres de la communauté financière, y compris les agences de notation, dans le but d'écouter leurs commentaires et de les tenir au courant de l'évolution de nos activités et de leur transmettre des informations exactes au sujet des perspectives, des risques et des défis qui nous concernent, et de faire le point sur les questions liées à la durabilité. La durabilité demeure un aspect clé dans l'établissement de la stratégie, dans la répartition du capital et dans le recours aux marchés financiers. Nous menons chaque année des recherches sur les préférences en matière de durabilité des investisseurs et de nos partenaires financiers, et nous en tenons compte dans nos décisions.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Stratégie de répartition du capital Pour être concurrentiels, nous devons offrir des services d'infrastructures énergétiques complets dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, pour les formes d'énergie que recherchent les clients. Nous continuons d'adapter notre stratégie afin de protéger nos entreprises et d'en améliorer les fondations.	Si les formes d'énergie de remplacement à plus faibles émissions de carbone devaient se traduire par une baisse de la demande visant nos services qui soit plus rapide que notre rythme d'amortissement, la valeur de nos actifs d'infrastructures énergétiques pourrait en souffrir.	Notre portefeuille d'actifs est diversifié et nous avons recours à la gestion de portefeuille pour assurer une rotation du capital efficace tout en respectant nos préférences en matière de risque et en mettant l'accent sur les mesures par action. Nous menons des analyses pour confirmer la résilience à long terme de l'offre et de la demande sur les marchés que nous desservons dans le cadre des mesures fondamentales liées à l'énergie et des évaluations d'aménagements stratégiques. Nous recouvrons l'amortissement par les tarifs réglementés de nos pipelines, ce qui représente un moyen important d'accélérer ou de ralentir le remboursement de capital lié à une partie considérable de nos actifs. De plus, nous restons à l'affût des indications, notamment celles qui viennent des clients, des autorités de réglementation et des décisions gouvernementales, ainsi que des technologies novatrices afin d'éclairer notre stratégie de répartition du capital et de nous adapter à l'évolution de la conjoncture du marché.
Réalisation de projets et coûts en capital Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes, y compris les pénuries de main-d'œuvre qualifiée et des retards liés aux conditions météorologiques qui peuvent se répercuter sur les coûts et le calendrier des projets, sur la base de l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.	Bien que nous déterminions minutieusement le coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital et au calendrier pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.	Notre programme de gouvernance de projets vient appuyer la réalisation des projets et l'excellence opérationnelle. Le programme est harmonisé avec le SGOT qui établit un cadre et des normes en vue d'optimiser la réalisation des projets et de favoriser le respect des délais et du budget. Nous préférons établir une structure contractuelle pour nos projets afin de recouvrer les coûts d'aménagement si un projet est abandonné et mettre en place des mécanismes d'atténuation si des dépassements de coûts surviennent. Cependant, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous partageons ou assumons le coût de ces risques. De plus, nous pouvons avoir recours à du financement de projet ou à des partenaires dans le cadre de nos projets afin de gérer le capital exposé à un risque.
Attraction et rétention du personnel, et planification de la relève La mise en œuvre de notre stratégie nécessite des compétences essentielles, dont une compréhension approfondie du secteur de l'énergie, du contexte géopolitique et des divers cadres réglementaires des endroits où nous exerçons nos activités. Le marché de la main-d'œuvre connaît actuellement des transformations importantes qui obligent les entreprises à s'adapter, à faire preuve de souplesse et à assurer un suivi constant de leurs stratégies liées au personnel.	Des difficultés liées au personnel pourraient avoir de lourdes conséquences sur l'organisation en faisant augmenter les coûts et diminuer la productivité, ainsi qu'en nuisant à sa capacité de livrer concurrence efficacement sur le marché. Cela pourrait aussi nous empêcher d'atteindre nos objectifs stratégiques.	Pour évaluer notre risque lié au personnel, nous utilisons un cadre fondé sur des données et des tendances afin d'établir le niveau d'importance. La conclusion de cette évaluation nous permet de déterminer les programmes qui donneront les meilleurs résultats en termes d'attraction, de rétention et de perfectionnement du personnel. Des plans visant à bonifier nos initiatives de planification de la main-d'œuvre sont en cours de réalisation.

Changements climatiques

Les risques physiques et les risques de transition associés aux changements climatiques pourraient aggraver les risques d'entreprise décrits dans le tableau qui précède. Les politiques sur les changements climatiques et les effets connexes pourraient avoir des conséquences sur notre entreprise, nos activités, notre situation financière et notre rendement. Nous surveillons l'évolution des politiques climatiques importantes et les faits nouveaux connexes et faisons rapport sur ceux-ci dans le cadre de notre programme de gestion des risques d'entreprise pour donner une vue d'ensemble à la direction et au conseil d'administration ainsi que pour veiller à ce que les plans d'atténuation soient appliqués d'une manière globale et cohérente.

Risques physiques

Les risques physiques auxquels sont exposés nos actifs sont notamment les phénomènes météorologiques violents, les incendies de forêt et les modifications à long terme des tendances climatiques, des températures et des précipitations. Il est toutefois difficile de prévoir la fréquence et la gravité de ces événements ou les moments où ils se produiront. Les risques physiques découlant des changements climatiques pourraient entraîner des conséquences financières, par exemple des coûts attribuables aux dommages directement causés à nos actifs et la perte de produits en raison d'une interruption des activités, ou des effets indirects comme une perturbation de la chaîne de valeur. Nos primes et nos franchises d'assurance pourraient augmenter, ou la couverture d'assurance disponible pourrait diminuer, pour nos actifs situés dans des régions à risque de connaître des phénomènes météorologiques violents.

Nous passons en revue périodiquement nos normes techniques pour faire en sorte que les actifs continuent d'être conçus et exploités de sorte à résister aux conséquences possibles des changements climatiques. Nos plans d'intervention d'urgence sont axés sur l'intervention rapide et efficace en cas d'urgence et sur l'atténuation rapide des conséquences. Nous conservons une couverture d'assurance afin de réduire les conséquences financières si nos actifs sont endommagés par des phénomènes météorologiques violents.

Risques liés à la transition

Les risques liés à la transition découlent du virage mondial vers une économie plus durable et à plus faibles émissions de GES. Ils englobent les risques liés à la réglementation, au cadre légal, aux technologies, au marché et à la réputation. Ces risques comprennent notamment les modifications des trajectoires de l'offre et de la demande d'énergie, la cadence et la fiabilité des avancées technologiques, l'évolution des politiques et des réglementations en matière de décarbonation, ainsi que la perception par les parties prenantes de notre rôle dans la transition vers une économie qui produit moins d'émissions de GES. Parmi les conséquences financières des risques liés à la transition, il pourrait y avoir la dépréciation d'actifs en raison de règles nouvelles ou modifiées liées au climat, des obligations d'information accrues sur les changements climatiques, une plus grande volatilité des prix des produits de base, une réduction de la demande de combustibles fossiles, des difficultés à obtenir les permis requis pour nos projets et l'accès limité aux capitaux ou le coût plus élevé de ceux-ci. Notre performance financière pourrait aussi se ressentir de l'évolution des exigences des consommateurs ainsi que de la conception et du déploiement de nouvelles technologies.

Nous gérons notre exposition au risque de transition lié aux changements climatiques et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de notre modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faible risque selon laquelle la majeure partie de nos produits est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme. Nous tenons compte des risques liés à la transition dans la planification des investissements, la gestion des risques financiers et les activités d'exploitation et nous travaillons à réduire l'intensité des émissions de GES provenant de nos activités actuelles.

De plus, nous évaluons la résilience financière de notre portefeuille d'actifs selon une fourchette de résultats futurs dans le cadre de notre planification stratégique. Nous étudions des technologies, mettons en œuvre des stratégies et intégrons des cibles de réduction des émissions de GES dans notre cadre d'affectation du capital et notre processus décisionnel.

Pour obtenir des informations sur la façon dont nous gérons les risques et les occasions liés au climat, il y a lieu de consulter notre Rapport sur la durabilité annuel.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, le risque lié à l'exécution des projets d'envergure, les risques liés à la sécurité au travail, à la sécurité des processus, à la durabilité et à la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et il veille à la conception et à la mise en application des systèmes, des programmes et des politiques de SSDE par des rapports réguliers de la direction. Nous avons recours à un système de gestion intégré qui définit un cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, normes et procédures en la matière.

Le système de gestion opérationnelle de TC Énergie, le SGOT, met à contribution les meilleures pratiques et normes de l'industrie et intègre les exigences réglementaires applicables. Le SGOT encadre les questions de santé, de sécurité, d'environnement et d'intégrité opérationnelle au sein de TC Énergie. Il s'applique partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique, il couvre tout le cycle de vie de nos actifs et il comporte un cycle d'amélioration continue. Des audits périodiques du SGOT, qui s'appliquent à nos actifs canadiens, sont menés par la REC et les conclusions de ces audits sont partagées et appliquées à l'ensemble de nos réseaux, le cas échéant.

Le comité SSDE examine la performance et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des mises à jour et des rapports sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSDE;
- la performance de l'exploitation;
- l'intégrité des actifs;
- les incidents majeurs touchant la sécurité au travail et la sécurité des processus;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité au travail et à la sécurité des processus;
- notre programme de santé et sécurité et d'hygiène du travail, qui englobe la santé physique et mentale;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- l'environnement, y compris la biodiversité et la remise en état des terres;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe, notamment en ce qui concerne l'environnement;
- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les changements climatiques ou les risques d'interruption des activités, comme les pandémies, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TC Énergie;
- les questions touchant la durabilité, notamment les risques et les occasions d'ordre social et environnemental et ceux qui concernent les changements climatiques ainsi que la communication volontaire d'information au public, par exemple notre Rapport sur la durabilité et notre plan d'action en matière de réconciliation.

Afin d'améliorer notre structure de gouvernance globale, nous avons scindé notre comité SSDE en deux comités distincts qui font rapport au comité SSDE du conseil :

- un comité de gestion de la durabilité qui offre un leadership et une orientation stratégiques sur les questions de durabilité;
- un comité d'exploitation qui est responsable de prendre des décisions d'entreprise venant appuyer la gouvernance du système de gestion, les améliorations stratégiques du système et la gestion des risques opérationnels en ce qui concerne les questions de sécurité et d'environnement.

La durabilité comme priorité

En 2022, nous avons intégré des objectifs en matière de durabilité à notre tableau de bord afin de faire progresser nos principales priorités stratégiques, notamment la croissance et la transition énergétique. Notre tableau de bord de 2023 comprend des objectifs qui touchent la sécurité, la présence des femmes et des minorités visibles au sein de la direction et la gestion de nos émissions de GES. Notre approche en matière de durabilité est dictée par nos neuf engagements en phase avec les Objectifs de développement durable des Nations Unies, qui comprennent des cibles concrètes pour mesurer et favoriser la performance en ce qui concerne, notamment, la réduction des émissions, les femmes à des postes de direction, la biodiversité et la sécurité. Nous sommes résolus à présenter des informations équilibrées et transparentes au sujet de nos progrès à l'égard de ces cibles, chaque année, dans notre Rapport sur la durabilité.

Nous démontrons aussi notre engagement envers la durabilité en lançant volontairement des initiatives. En mai 2023, la société s'est jointe à Catalyst, un organisme sans but lucratif mondial qui soutient les entreprises en proposant des solutions et des stratégies pour accélérer les progrès des femmes grâce à l'inclusion en milieu de travail. En juin 2023, la société a terminé un projet pilote pour le Groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Task Force on Nature-based Financial Disclosures, « TNFD ») en vue de l'élaboration d'un cadre d'information sur les dépendances, les conséquences, les risques et les occasions liés à la nature. En juillet 2023, la société est devenue signataire des Principes d'autonomisation des femmes (Women's Empowerment Principles, « WEP ») des Nations Unies, renforçant ainsi son engagement à favoriser un milieu de travail inclusif, sûr et productif pour tous les membres de son personnel. En signant les WEP, la société s'engage à respecter les sept principes fondamentaux et à prendre des mesures pour promouvoir l'égalité des genres dans son milieu de travail et dans la collectivité.

Notre Plan d'action pour la réconciliation, y compris la mise à jour de 2022, énonce six objectifs mesurables pour faire progresser la réconciliation, tant à l'interne que dans les collectivités où nous exerçons nos activités. En 2023, notre conseil consultatif autochtone, dont les membres représentent les points de vue des Autochtones de partout au Canada, a donné des avis sur des stratégies, des approches et des tactiques concernant des aspects centraux, dont la formation et l'emploi, le recrutement et la sous-traitance, ainsi que les relations et les partenariats.

Santé, sécurité et intégrité des actifs

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos pipelines et notre infrastructure liée à l'énergie et aux solutions énergétiques demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits, exploités et entretenus en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences, réglementaires et internes, imposées.

En 2023, nous avons engagé 2,1 milliards de dollars (1,6 milliard de dollars en 2022) pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, montant qui comprend des dépenses liées au programme de modernisation dans notre secteur Gazoducs – États-Unis. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations menées en continu du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs réglementés par la REC sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, les variations de ces dépenses sont habituellement sans incidence sur notre résultat. De même, aux termes des contrats visant le réseau d'oléoducs Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien et peuvent habituellement être recouvrées à même les tarifs approuvés par la FERC.

Les dépenses liées à la sécurité des processus et à l'intégrité nous permettent de réduire les risques pour les employés, les entrepreneurs, le public, l'équipement et l'environnement immédiat et aussi d'éviter toute perturbation des services énergétiques offerts à nos clients.

Ainsi qu'il est décrit à la rubrique « Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise » plus haut, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des urgences dans le cadre du SGOT. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés et des entrepreneurs, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement. Nous sommes déterminés à protéger la santé et la sécurité de toutes les personnes qui participent à nos activités. Notre programme de santé et sécurité et d'hygiène du travail établit des stratégies exhaustives de promotion et de protection de la santé. Nous avons à cœur la mise en œuvre de programmes efficaces qui :

- réduisent les conséquences humaines et financières des maladies et des blessures;
- garantissent l'aptitude au travail;
- accroissent la résilience des travailleurs;

- développent la capacité organisationnelle en mettant l'accent sur le bien-être individuel, l'éducation sanitaire, le soutien aux dirigeants et l'amélioration des conditions de travail pour soutenir une main-d'œuvre productive;
- accroissent la sensibilisation au bien-être psychologique, offrent différentes formes de soutien et des formations en matière de santé et de bien-être aux employés et aux dirigeants, mesurent le succès des programmes et améliorent la santé mentale;
- font la promotion d'une culture de sécurité positive en favorisant la performance des personnes et de l'organisation pour renforcer nos mécanismes de défense culturels et concevoir des systèmes tolérants à l'erreur afin de mieux protéger les membres de notre personnel.

Risques, respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Grâce à la mise en application du SGOT, TC Énergie assure une gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs. Nous menons des évaluations environnementales de nos projets, notamment des études sur le terrain qui portent sur les ressources naturelles existantes, la biodiversité et l'utilisation des terres le long de l'empreinte du projet proposé, par exemple la végétation, les sols, la faune, les ressources hydrauliques, les milieux humides et les aires protégées. Nous prenons en compte les informations recueillies lors des évaluations environnementales, et lorsque des habitats sensibles ou des zones de grande valeur en termes de biodiversité sont relevés, nous appliquons les principes de la hiérarchie de protection de la biodiversité et évitons ces zones, dans la mesure du possible. Lorsque ces zones ne peuvent être évitées, nous réduisons au minimum les perturbations, nous restaurons et remettons en état la zone perturbée et nous fournissons des compensations si nécessaire. Dans le but d'assurer la conservation et la protection de l'environnement durant la construction, les renseignements obtenus aux fins des évaluations environnementales servent à élaborer des plans de protection de l'environnement propres à chaque projet. Chaque fois qu'il existe un potentiel d'interaction entre une installation ou un pipeline proposé et les ressources en eau, nous effectuons des évaluations afin de comprendre la nature et l'étendue de ces interactions. Lorsque nous utilisons temporairement de l'eau pour tester l'intégrité de nos pipelines, nous respectons des exigences réglementaires strictes et veillons à ce que l'eau respecte les normes de qualité applicables avant d'être rejetée ou éliminée, et lorsque nos activités de construction impliquent la traversée de plans d'eau, nous mettons en œuvre des mesures de protection pour éviter ou réduire au minimum les effets négatifs potentiels. Les plans de projet sont communiqués aux parties prenantes et aux communautés autochtones, le cas échéant, et la participation de ces groupes nourrit les évaluations environnementales et les plans de protection.

Les principales causes des risques environnementaux auxquels nous sommes exposés sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et des exigences, ainsi que la hausse des coûts associés aux effets sur l'environnement;
- le rejet de produits, notamment de pétrole brut, de diluant ou de gaz naturel, pouvant causer des dommages à l'environnement (sol, eau et air);
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, susceptibles de nuire à nos activités.

Nos actifs sont assujettis à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des espèces menacées, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Dans le cadre de l'exploitation de nos actifs, nous devons obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et nous plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Le SGOT prévoit l'obligation pour TC Énergie d'assurer une surveillance continue de nos installations afin d'assurer le respect de toutes les exigences importantes en matière d'environnement prévues par les lois et règlements de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous respectons aussi toutes les exigences importantes en matière d'obtention de permis prévues par les lois et règlements dans le cadre de la définition du tracé et de l'élaboration de nos projets. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part. Lorsque les risques sont incertains ou susceptibles d'entraver notre capacité d'exercer efficacement nos activités, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est très ardu d'évaluer avec exactitude le moment et l'ampleur de nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement ainsi que de leurs interprétations et de leur application;
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2023, les charges à payer relativement à ces obligations, compte non tenu des charges à payer liées à l'incident à la borne kilométrique 14, totalisaient 19 millions de dollars (20 millions de dollars en 2022), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités significatives actuelles en matière d'environnement. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Changements climatiques et réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2023, nous avons comptabilisé des charges de 109 millions de dollars (118 millions de dollars en 2022) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives et politiques ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification, de même que les politiques mises en œuvre, et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui permettent la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique. Nos actifs situés sur certains territoires sont actuellement soumis à des règles sur les émissions de GES, et nous prévoyons que le nombre de nos actifs visés par de telles règles continuera d'augmenter au fil du temps et pour l'ensemble de notre réseau. L'évolution de la réglementation pourrait se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation ou d'autres charges, ou encore par des dépenses en immobilisations plus élevées pour assurer le respect de nouveaux règlements ou de règlements en voie de modification. Les rubriques suivantes qui portent sur les politiques territoriales existantes et les politiques prévues décrivent certaines des politiques existantes et prévues les plus pertinentes pour nos activités.

Politiques des autorités compétentes en vigueur

Canada

- *Gouvernement fédéral* : Le règlement d'ECCC sur la réduction des émissions de méthane qui définit des obligations de réduction des émissions de méthane au moyen de modifications touchant l'exploitation et l'équipement est entré en vigueur en janvier 2020. Ce règlement vise une réduction des émissions du secteur du pétrole et du gaz jusqu'à un niveau de 40 % à 45 % inférieur aux émissions de 2012 d'ici 2025. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont élaboré leurs propres règlements sur les émissions de méthane et ceux-ci remplacent la réglementation fédérale pour les actifs assujettis à la réglementation provinciale. Le règlement fédéral sur la réduction des émissions de méthane s'applique aux installations assujetties à la réglementation fédérale dans ces provinces. La conformité au règlement nécessitera une fréquence accrue des levés aux fins de la détection et du colmatage des fuites, des travaux visant à réparer des composants d'équipement identifiés comme présentant des fuites selon les délais prescrits, et des mesures effectuées pour quantifier la réduction des émissions. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement pour le moment.
- *Gouvernement fédéral* : Le gouvernement du Canada a élaboré le Règlement sur les combustibles propres (le « RCP »), qui vise des réductions des émissions de GES avec un champ d'application réduit pour n'inclure que les combustibles liquides, ce qui n'aura pas d'incidence directe sur TC Énergie. Le RCP permet de générer des crédits pour le secteur des combustibles gazeux qui serviraient d'incitatifs à réduire les émissions de GES. Le RCP a été finalisé en juin 2022 et est entré en vigueur en juillet 2023. Les parties assujetties à la réglementation et celles qui génèrent des crédits ont exprimé des inquiétudes quant à l'incertitude qui entoure la disponibilité et la reconnaissance des crédits pour les périodes 2023 et 2024 en raison de mises à jour à venir, comme les directives incomplètes sur l'utilisation des terres et la biodiversité et la mise à jour du modèle d'analyse du cycle de vie d'ECCC attendue en juillet 2024. Dans le contexte de ces mises à jour, le traitement diligent des demandes relatives à l'intensité en carbone, le nombre limité d'organismes de vérification accrédités en vertu du RCP et la clarté générale concernant les éléments clés de la mise en œuvre réussie du RCP soulèvent des préoccupations. Nous continuerons de suivre attentivement ce dossier et d'être actifs auprès des décideurs canadiens, et nous évaluerons l'étendue des répercussions à mesure que les informations seront rendues disponibles.
- *Gouvernement fédéral* : Le règlement sur le STFR fédéral impose une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établit des niveaux de référence fédéraux pour les émissions de GES de différents secteurs d'activité. Ce règlement fédéral est actuellement en vigueur dans la province du Manitoba. En raison du programme fédéral, nos actifs partout au Canada sont assujettis à une tarification du carbone et les coûts associés à ces programmes sont recouverts par l'entremise des tarifs. Le prix du carbone s'établit actuellement à 65 \$ la tonne et il augmentera de 15 \$ la tonne chaque année pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030.
- *Gouvernement fédéral* : De nouvelles exigences visant les demandes relatives aux projets assujettis à la réglementation fédérale sous l'égide de l'Agence d'évaluation d'impact ont été établies sous la forme de l'évaluation stratégique des changements climatiques, selon laquelle les promoteurs d'un projet doivent fournir un plan crédible décrivant la manière dont le projet atteindra des émissions nettes nulles d'ici 2050. La REC a publié une version révisée de son Guide de dépôt qui intègre l'évaluation stratégique des changements climatiques, notamment l'exigence que les projets réglementés par la REC ayant une durée de vie allant au-delà de 2050 présentent aussi un plan crédible pour atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050. Nous élaborons et présentons nos réponses à cette exigence au cas par cas dans le cadre de nos demandes relatives aux projets.
- *Colombie-Britannique* : La Colombie-Britannique a instauré une taxe sur les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Nous sommes assujettis à cette taxe, mais nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits. La Colombie-Britannique a aussi établi un programme appelé The CleanBC Program qui offre des paiements incitatifs ou des rabais sur les taxes pour les activités industrielles qui atteignent un niveau prédéterminé d'intensité des émissions. Dans le cadre de ce programme, une partie de la taxe sur le carbone payée par l'industrie est affectée au financement d'incitatifs pour rendre les activités d'exploitation moins polluantes au moyen d'analyses comparatives de la performance ou du financement de projets de réduction des émissions.
- *Alberta* : En Alberta, le règlement intitulé Technology Innovation and Emissions Reduction (« TIER ») est entré en vigueur en janvier 2020. Aux termes du règlement TIER, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Tous nos gazoducs ainsi que nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques en Alberta y sont assujettis au cadre réglementaire du système TIER. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs canadiens réglementés à même les droits. Une partie des coûts de conformité de nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.

- **Québec** : Le Québec a élaboré un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (la « WCI »). Au Québec, notre centrale de cogénération de Bécancour est assujettie à ce programme, tout comme les installations gazières du réseau principal au Canada et de TQM. Le gouvernement provincial attribue des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences ont été satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Pour les actifs gaziers du réseau principal au Canada et de TQM au Québec, des instruments de conformité ont été achetés, ou le seront, afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI, et ces coûts liés à la conformité sont recouverts à même les droits.
- **Ontario** : Le gouvernement de l'Ontario et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral a été remplacé en Ontario, le 1^{er} janvier 2022, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario. Le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario s'applique aux activités du réseau principal au Canada en Ontario, et les coûts liés à ce programme seront recouverts à même les droits.
- **Saskatchewan** : En septembre 2022, le gouvernement de la Saskatchewan et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral a été remplacé en Saskatchewan, le 1^{er} janvier 2023, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan pour les actifs du secteur du transport par pipeline. Ce programme s'applique aux activités du réseau principal au Canada et du réseau de Foothills en Saskatchewan, et les coûts liés à ce programme sont recouverts à même les droits.

États-Unis

- **Gouvernement fédéral** : Le 2 décembre 2023, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« USEPA ») a publié une règle définitive qui vient modifier et compléter la série de règles « New Source Performance Standards – Subpart OOOO » sur les émissions de composés organiques volatils et de méthane pour le secteur pétrolier et gazier. La règle, appelée « règle sur le méthane », définit des normes de performance pour les sources créées, modifiées ou reconstruites après le 6 décembre 2022 (OOOOB) et établit des lignes directrices en matière d'émissions pour les sources qui existaient avant le 6 décembre 2022 (OOOOC). Aux termes de la section OOOOC, les États devront soumettre leurs plans pour se conformer aux lignes directrices en matière d'émissions pour les sources existantes à l'USEPA dans les 24 mois suivants la publication de la règle définitive, et les postes de compression existants devront se conformer aux nouvelles lignes directrices d'un État au plus tard 36 mois après le dépôt du plan de cet État auprès de l'USEPA. La règle sur le méthane prévoit des obligations de détection et de colmatage des fuites pour les composantes fugitives, une norme sur les régulateurs pneumatiques à émissions nulles, des limites d'émissions pour les compresseurs alternatifs et centrifuges, et un programme de rapports de tiers facilité par l'USEPA afin d'identifier les cas de décharge de gaz massive (programme des super émetteurs). Les normes OOOOB s'appliqueront à un nombre limité d'installations, et les coûts de conformité devraient dorénavant être intégrés dans les installations nouvelles et modifiées. Les normes OOOOC devraient s'appliquer à un grand nombre d'installations existantes, mais les répercussions de la règle sont encore en cours d'évaluation, et les dates butoirs pour la conformité varieront selon les États ou les régions pour les sources existantes.
- **Gouvernement fédéral** : Version définitive du plan « Good Neighbor » pour les normes nationales de qualité de l'air ambiant relatives à l'ozone. L'USEPA a publié la version définitive de la règle « Good Neighbor » le 15 mars 2023, qui est entrée en vigueur le 4 août 2023. Celle-ci fixe de nouvelles limites pour les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) des moteurs à combustion interne alternatifs d'ici le 1^{er} mai 2026. D'après les évaluations réalisées jusqu'à présent, la règle définitive pourrait nécessiter l'installation de contrôles catalytiques ou de contrôles de la combustion à faibles émissions dans les moteurs, à un coût de plus de 500 millions de dollars US. Cependant, sept cours du circuit fédéral ont accepté de suspendre l'application de la règle sur le territoire qui relève de leur compétence jusqu'à ce que des décisions soient rendues sur le fond dans le cadre de ces procédures¹, et une demande de suspension d'urgence est toujours en instance à la Cour suprême des États-Unis.
- **Californie** : Les installations de Tuscarora sont assujetties au programme de détection et de colmatage des fuites du California Air Resources Board, qui oblige les propriétaires et les exploitants d'installations pétrolières et gazières à surveiller et à colmater les fuites de méthane. En janvier 2020, les seuils de fuite nécessitant le colmatage aux termes de ce programme ont été abaissés. La Californie s'est aussi dotée d'un programme de plafonnement et d'échange des GES associé à celui du Québec par l'intermédiaire de la WCI. Toutes les installations de Tuscarora tombent sous le seuil de participation obligatoire au programme de plafonnement et d'échange des GES.

¹ Les sept cours du circuit ayant accordé des suspensions pour l'intégralité des procédures sont les suivantes : 4e circuit (Virginie-Occidentale), 5e circuit (Texas, Louisiane, Mississippi), 6e circuit (Kentucky), 8e circuit (Arkansas, Missouri, Minnesota), 9e circuit (Nevada), 10e circuit (Oklahoma, Utah) et 11e circuit (Alabama).

- *Pennsylvanie* : Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie s'est doté d'un programme de détection et de colmatage des fuites pour les nouvelles installations, selon lequel les fuites devront être colmatées dans les 15 jours suivant leur découverte.
- *Pennsylvanie* : En avril 2022, le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie (le « PADEP ») a publié la version définitive des exigences et des limites d'émissions relatives aux technologies de contrôle raisonnablement disponibles (Reasonable Available Control Technologies - « RACT ») pour les grandes sources stationnaires de NO_x et de composés organiques volatils (« COV ») partout dans l'État. Quatre installations de Columbia Gas Transmission sont touchées par cette règle, et les avis initiaux et les évaluations au cas par cas relatifs à ces installations ont été soumis au PADEP avant le 31 décembre 2022. Les évaluations au cas par cas visaient à déterminer si les sources pouvaient obtenir un nouveau permis au taux d'émissions réduit ou si l'installation de contrôles allait être nécessaire pour qu'elles soient conformes. Les installations de Columbia Gas Transmission ont pu obtenir un nouveau permis au taux d'émissions réduit en fonction des données sur les émissions de cheminée historiques, et l'installation de contrôles aux fins de la conformité n'a pas été nécessaire.
- *Ohio* : En mars 2022, le département de la protection de l'environnement de l'Ohio (l'« OEPA ») a finalisé les exigences et les limites relatives aux RACT pour les émissions de NO_x provenant de sources stationnaires dans la zone de non-conformité de Cleveland. Columbia Gas Transmission a quatre installations dans la zone de non-conformité de Cleveland, dont deux sont touchées par cette règle. Une étude sur les RACT a été soumise pour une des installations assujetties à la règle, décrivant les étapes à suivre et le coût pour l'installation des contrôles d'ici mars 2025 aux fins de la conformité à la règle. L'autre installation assujettie à la règle doit effectuer des mises au point annuelles pour être conforme.
- *Oregon* : Le gouverneur de l'Oregon a promulgué un décret qui vise à réduire et à réglementer les émissions de GES en établissant des cibles de réduction annuelles, en élaborant un nouveau programme de plafonnement et de réduction des émissions de carbone et en resserrant les normes sur les combustibles propres le 1^{er} janvier 2022. Le Department of Environmental Quality de l'État a recommandé une version définitive du règlement à la Commission sur la qualité de l'environnement (l'« EQC ») et l'EQC a approuvé le programme, duquel sont toujours dispensées nos installations et leurs émissions.
- *Maryland* : En novembre 2020, le département de l'environnement du Maryland (« MDE ») a finalisé un programme de réglementation des émissions de méthane visant les installations gazières, nouvelles et existantes, qui comprend un programme de détection et de colmatage des fuites, des exigences de contrôle des émissions et d'information, ainsi qu'une obligation d'informer non seulement le MDE, mais aussi le public, de tout incident dépassant un seuil déterminé. Nous avons un poste de compression alimenté à l'électricité et les tronçons de pipelines qui s'y rattachent qui sont touchés par ce règlement.
- *Washington* : Vers la fin de 2022, le département de l'écologie de l'État de Washington a adopté le programme de plafonnement et d'investissement (Cap-and-Invest Program ou « CIP »), qui est entré en vigueur en janvier 2023 et qui crée un programme exhaustif fondé sur le marché visant à réduire la pollution par le carbone et à atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES établis par le parlement de l'État. Le CIP fixe une limite décroissante, ou un plafond, pour l'ensemble des émissions de carbone de l'État et oblige les entreprises à obtenir des quotas équivalant à leurs émissions de GES visées. Aux termes du CIP, les entreprises sont incitées à réduire leurs émissions pour éviter des coûts de conformité plus élevés, puisque le coût pour obtenir des quotas augmentera alors que la quantité de quotas disponibles diminuera au fil du temps. Trois postes de compression de GTN sont touchés, et les coûts liés au CIP sont principalement attribuables aux prévisions de débit et de consommation de carburant, de même qu'à la volatilité des prix sur le marché des quotas du CIP nouvellement établi. En tant que participant actif au marché des quotas du CIP, GTN a respecté son obligation de conformité de base pour 2023.
- *Washington* : Le Code des bâtiments commerciaux de l'État de Washington a adopté une interdiction visant à limiter l'utilisation de fournaies et de chauffe-eau alimentés au gaz naturel dans tous les nouveaux immeubles commerciaux et résidentiels comptant quatre étages ou plus à compter de juillet 2023.
- *New York* : Le 2 février 2022, le département de la conservation de l'environnement de New York (le « NY DEC ») a adopté la règle intitulée 6 NYCRR Part 203, « Oil and Natural Gas Sector », qui est entrée en vigueur le 3 mars 2022, et la première période de conformité a débuté le 1^{er} janvier 2023. La règle Part 203 réglemente les émissions de COV et de méthane du secteur pétrolier et gazier. Les exigences de conformité comprennent la détection des fuites et la réparation des puits de stockage exploités, des postes de compression ainsi que des compteurs et des détendeurs; les avis de purge; les rapports sur les activités de racle; et un inventaire de référence de tous les actifs dans l'État de New York.

Mexique

- La loi sur les changements climatiques généraux (General Climate Change Law ou « LGCC ») crée divers instruments de politique publique, dont le registre national des émissions et les règlements y afférents, qui permettent la compilation des renseignements sur les émissions de composés et de GES des différents secteurs productifs du pays. Selon la définition qu'en donne la LGCC, l'inventaire national des émissions est le document qui contient l'estimation des émissions anthropogéniques par les sources et de l'absorption par les puits au Mexique. En vertu de cette loi, nous devons déclarer nos émissions chaque année.
- Le gouvernement du Mexique a publié un règlement qui établit des lignes directrices concernant la prévention et le contrôle des émissions de méthane du secteur des hydrocarbures. Les entreprises doivent établir un programme exhaustif de prévention et de contrôle des émissions de méthane (Program for the Comprehensive Prevention and Control of Methane Emissions ou « PPCIEM ») qui consiste notamment à répertorier les sources de méthane, à quantifier les émissions de référence et à estimer les réductions des émissions de GES attendues des activités de prévention et de contrôle des émissions. Aux termes de ce règlement, le PPCIEM, dans le cadre duquel les pratiques opérationnelles et technologiques sont adoptées, doit fixer un objectif de réduction de l'intensité des émissions de GES devant être atteint dans un délai d'au plus six années civiles à compter de la mise en place du PPCIEM. TC Énergie a élaboré et appliqué le PPCIEM à toutes ses installations au Mexique en 2020.
- Le secrétariat de l'environnement et des ressources naturelles a publié une entente visant l'établissement graduel d'un système de commerce des émissions au Mexique et la conformité avec la LGCC. Il prend la forme d'un projet-pilote sur trois ans, de 2020 à 2022, qui permet au secrétariat de mettre à l'essai la conception et les règles du système ainsi que d'évaluer son fonctionnement, puis de proposer des ajustements en vue de la phase opérationnelle après 2022.

Politiques à venir

Canada

- *Gouvernement fédéral* : ECCC s'est engagé à étoffer la réglementation actuelle portant sur la réduction des émissions de méthane et a publié en décembre 2023 un projet de modifications visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier canadien d'au moins 75 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2030. Le projet de modifications établit une approche fondée sur les risques pour la détection et le colmatage des émissions fugitives, interdit toute mise à l'air sauf dans des cas précis et offre une approche de rechange fondée sur la performance qui fait appel à la surveillance continue. TC Énergie a relevé plusieurs éléments à améliorer et à clarifier. Nous demanderons des clarifications et des ajustements et, en collaboration avec les associations sectorielles, nous participerons au processus de consultation publique. La réglementation actualisée devrait prendre effet le 1^{er} janvier 2027 et les exigences entreront en vigueur progressivement jusqu'en 2030. Nous continuerons de peaufiner nos stratégies de gestion des émissions internes et de mettre à jour nos plans de conformité pour les faire concorder avec les modifications réglementaires attendues.
- *Gouvernement fédéral* : En décembre 2023, ECCC a publié un Cadre réglementaire pour plafonner les émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier qui s'appuie sur un document de travail de juillet 2022 pour contribuer à l'atteinte des objectifs liés au climat fixés pour 2030 et de la carboneutralité en 2050. Le cadre propose la mise en œuvre d'un système national de plafonnement et d'échange afin de plafonner les émissions attribuables aux sous-secteurs en amont et du GNL dans une fourchette de 35 % à 38 % sous les niveaux de 2019, avec une certaine souplesse en matière de conformité pouvant atteindre de 20 % à 23 % sous le niveau des émissions de la même année de référence. Bien que les gazoducs soient exclus du cadre réglementaire proposé, il pourrait y avoir des effets en cascade et des conséquences inattendues. Le projet de règlement devrait être publié au milieu de 2024 et le règlement définitif, en 2025. L'entrée en vigueur du règlement devrait s'échelonner de 2026 à 2030. Nous continuerons de suivre et d'évaluer le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC sur le plafond d'émissions proposé, selon ce que nous jugerons nécessaire.
- *Gouvernement fédéral* : Le 19 août 2023, ECCC a publié le Règlement sur l'électricité propre (REP), qui cible un réseau électrique carboneutre d'ici 2035. Le REP, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2025, impose une norme d'intensité des émissions de GES de 30 tonnes CO₂/GWh pour les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles d'une capacité de 25 MW et plus, mais il y a des exceptions et des mesures limitées de souplesse en matière de conformité. Le projet de règlement, adopté en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, pourrait avoir une incidence sur l'accès abordable et fiable à l'énergie et avoir des conséquences opérationnelles et financières importantes sur nos activités. Selon les dispositions actuelles, notre parc de centrales de cogénération serait tenu de respecter cette nouvelle norme d'ici 2035. Nous avons été très actifs auprès d'ECCC durant le processus de consultation et nous avons formulé des commentaires et collaboré avec d'autres parties prenantes du secteur. Nous continuerons de suivre le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC.

- *Colombie-Britannique* : La Colombie-Britannique met actuellement au point un nouveau modèle de tarification du carbone, le STFR de Colombie-Britannique. Ce système reflète le système du STFR fédéral et devrait faire diminuer les paiements au titre de la taxe sur le carbone dans un avenir proche. Par contre, le STFR de Colombie-Britannique propose un seuil beaucoup plus strict que le STFR fédéral ou d'autres règlements analogues comme celui de l'Alberta (Alberta Technology Innovation and Emissions Reduction Regulations). Les détails du STFR de Colombie-Britannique sont en cours de délibération, et les coûts qui s'y rattachent devraient pouvoir être recouverts à même les droits. Nous sommes proactifs dans le suivi de l'évolution du dossier et la formulation de nos commentaires. En parallèle, la Colombie-Britannique pose les jalons d'un plafond des émissions du secteur pétrolier et gazier dans la province. Nous participons activement aux discussions et formulons des commentaires qui concernent nos activités en Colombie-Britannique, en mettant l'accent sur les préoccupations liées à l'accès abordable et fiable à l'énergie

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le Sénat des États-Unis a adopté la loi de réautorisation de la PHMSA, la loi PIPES de 2020. En vertu de cette loi, la PHMSA était tenue de promulguer des règlements sur la détection et la réparation des fuites dans les gazoducs. Le 4 mai 2023, la PHMSA a publié un avis de projet de réglementation visant à réglementer les émissions de méthane des gazoducs, nouveaux et existants, de transport, de distribution et de collecte de gaz ainsi que des installations souterraines de stockage et des installations de GNL. L'avis de la PHMSA prévoit une dispense limitée pour les postes de compression, reconnaissant les normes sur le méthane actuelles et proposées de l'USEPA. Le coût de conformité découlant du projet de règlement de la PHMSA devrait augmenter considérablement en raison des nouvelles exigences de surveillance et de réparation sur l'ensemble du réseau de gazoducs.
- *Gouvernement fédéral* : En mai 2023, l'USEPA a publié des modifications à la proposition précédemment publiée en juin 2022 concernant le programme de rapport sur les GES qui entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2025 et qui seraient prises en compte dans l'année de déclaration 2024 aux fins des rapports sur les GES devant être présentés à l'USEPA d'ici le 31 mars 2025. Cette proposition comprend la présentation d'une nouvelle catégorie d'informations (Subpart B – Energy Consumption) et des révisions des possibilités de réchauffement global. L'USEPA a publié une autre proposition supplémentaire en août 2023. Cette proposition comprend la présentation d'informations sur les sources d'émission supplémentaires comme le méthane d'échappement des moteurs alternatifs et la ventilation des compresseurs centrifuges à scellage sec, des révisions des facteurs d'émission actuels pour les fuites fugitives du matériel et des appareils pneumatiques, et des options permettant d'utiliser des mesures propres aux installations au lieu des facteurs d'émission pour certaines sources d'émissions. Ces révisions proposées seraient prises en compte dans les rapports préparés pour l'année de déclaration 2025 aux fins des rapports sur les GES devant être présentés à l'USEPA d'ici le 31 mars 2026. TC Énergie fait rapport à l'USEPA conformément à la règle sur les rapports sur les GES (40 CFR 98).
- *Gouvernement fédéral* : La loi intitulée Inflation Reduction Act (« IRA ») a été adoptée et promulguée le 16 août 2022. La loi IRA ordonne à l'USEPA de mettre en œuvre un programme de tarification du méthane brûlé d'ici 2024 en se fondant sur les émissions de GES rapportées à l'USEPA par application de la sous-section W de la règle 40 CFR 98. TC Énergie fait rapport en vertu de la sous-section W en ce qui concerne les segments de la compression pour le transport du gaz naturel, du stockage souterrain de gaz naturel et des gazoducs terrestres. Pour ces segments de marché, la loi IRA impose et prélève des frais sur les émissions de méthane qui dépassent 0,11 % du gaz naturel expédié pour la vente à partir de l'installation. Les frais proposés s'élèvent à 900 \$ US la tonne pour 2024, à 1 200 \$ US la tonne pour 2025 et à 1 500 \$ US la tonne pour les rapports de 2026 et par la suite. Selon une évaluation initiale, aucuns frais n'auraient été imposés à TC Énergie d'après les émissions de 2021 ou de 2022. La loi IRA ordonne aussi à l'USEPA de réviser la sous-section W d'ici le mois d'août 2024 pour s'assurer que les rapports sur les GES sont fondés sur des données empiriques.
- *Californie* : Nos actifs pourraient être touchés par le décret du gouverneur de la Californie, promulgué en septembre 2020, qui exige que la totalité des nouvelles voitures et des nouveaux camions légers vendus en Californie ne produisent pas d'émissions d'ici 2035 et les camions lourds et moyens, d'ici 2045, puisqu'un nombre significatif de véhicules en Californie fonctionnent actuellement au gaz naturel. L'importance des conséquences sur nos actifs est toujours en cours d'évaluation.

- *Californie* : Le California Air Resource Board prévoit apporter d'éventuelles modifications à la règle intitulée California Oil and Gas Methane Regulation, notamment des obligations de suivi des plans et de réparation des fuites détectées par satellite et des modifications qui s'harmoniseraient avec les lignes directrices proposées par l'USEPA pour les émissions provenant de sources existantes. Le 2 novembre 2023, le California Air Resource Board a rendu public un projet de modification du sous-article 13 intitulé Greenhouse Gas Emission Standards for Crude Oil and Natural Gas Facilities. Les modifications regroupent les dispositions sur le délai de réparation dans une section spécifique et décrivent plus en détail les justifications exigées pour les demandes de délai de réparation. Le projet de modification, s'il est adopté, nécessiterait l'élaboration d'un plan de mise en œuvre pour les trois installations concernées et la formation du personnel d'exploitation.
- *Michigan* : Le Department of Environment, Great Lakes, and Energy du Michigan évalue actuellement de possibles stratégies de contrôle de l'ozone pour la zone de non-conformité du sud-est de l'État ainsi que l'interaction entre le méthane et l'ozone, ce qui pourrait mener à l'élaboration de lois et de règlements ayant une incidence sur TC Énergie par le truchement des installations d'ANR et de Great Lakes touchées au Michigan.
- *New York* : Le 18 juillet 2019, la loi intitulée Climate Leadership and Community Protection Act (Climate Act) a été promulguée. Cette loi exige que l'État de New York réduise les émissions de GES attribuables à l'ensemble de son économie de 40 % d'ici 2030 et d'au moins 85 % d'ici 2050, par rapport aux niveaux de 1990. Le département de la conservation de l'environnement de New York et la New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) sont à mettre au point le programme de plafonnement et d'investissement de New York (NYCI), proposé en 2023, visant à répondre aux exigences de la loi Climate Act en matière de réduction des GES et de capitaux propres. Le programme NYCI fixera un plafond annuel pour les émissions de GES autorisées dans l'État. Le programme est actuellement à l'étude par les parties prenantes, et la conformité devrait être requise à compter de 2025. Le programme NYCI risque d'avoir une incidence sur les actifs que TC Énergie détient ou exploite dans l'État de New York, incidence qui sera évaluée plus en détail après la publication du projet de règlement, prévue en 2024.

Modifications apportées aux règlements sur la restauration de l'environnement – États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : L'USEPA a présenté en 2021 un projet de règlement intitulé Alternate Polychlorinated Biphenyl (PCB) Extraction Methods and Amendments to PCB Cleanup and Disposal Regulations. Ce règlement traite d'une multitude de questions qui concernent les méthodes d'analyse en laboratoire, les options d'élimination fondées sur le rendement pour ce qui est des déchets résultant de l'assainissement des PCB et des situations d'urgence, entre autres. Nous étudions actuellement le projet de règlement pour déterminer quelle sera son incidence.

En plus de ce qui précède, de nouvelles obligations d'information liées au climat sont instaurées dans les territoires où nous exerçons nos activités. Ces obligations d'information pourraient avoir une incidence sur la manière dont nous présentons les risques et les occasions, notre stratégie et notre gestion des risques liés au climat, ainsi que les mesures et les cibles d'émissions de GES. Nous continuons de surveiller l'évolution de ce dossier et de mener des activités en prévision de ces nouvelles obligations.

Autre réglementation sur la durabilité

Des obligations d'information portant sur la cybersécurité et les droits humains sont également instaurées dans les territoires où nous exerçons nos activités. Même si ces obligations d'information ne s'appliquent pas nécessairement à la société, elles pourraient avoir une incidence sur la manière dont nous présentons les risques, les occasions, les stratégies, la gouvernance et les incidents en matière de durabilité non liés au climat. Nous continuons de surveiller l'évolution de ce dossier et de mener des activités relativement à ces obligations nouvelles et attendues.

Risques financiers

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

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par la société et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par notre conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques, d'audit interne et des secteurs d'activité de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect des politiques et procédures de gestion des risques et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur notre résultat, sur nos flux de trésorerie et sur la valeur de nos actifs et passifs financiers. Nous évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché peuvent inclure les suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer notre exposition au risque de marché découlant des activités de gestion du risque lié au prix des produits de base qui touche nos activités à tarifs non réglementés :

- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel, nous concluons des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. Afin de gérer notre exposition au risque découlant de ces contrats, nous avons recours à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;
- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation des liquides, nous concluons des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage ainsi que des contrats d'achat et de vente de pétrole brut. Des instruments financiers servent à fixer une partie des prix variables auxquels ces contrats nous exposent et qui découlent des transactions portant sur les liquides;
- pour ce qui est de nos entreprises de production d'électricité, nous gérons l'exposition aux fluctuations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures.

Une baisse des prix du gaz naturel, du pétrole brut et de l'électricité pourrait entraîner une réduction des investissements dans le développement, l'expansion et la production de ces produits de base. Une diminution de la demande visant ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d' étoffer notre portefeuille d'actifs ou de renouveler nos contrats avec les expéditeurs et les clients lorsqu'ils arrivent à échéance.

Risque de taux d'intérêt

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

Risque de change

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

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

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

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

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

Il arrive parfois que nos contreparties éprouvent des difficultés financières attribuables aux prix et à la volatilité du marché des produits de base, à l'instabilité économique ou encore à des changements politiques ou réglementaires. En plus de la surveillance active de ces situations, plusieurs facteurs viennent atténuer notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties, notamment les suivants :

- les droits et les recours contractuels, de même que le recours à des assurances financières fondées sur les contrats;
- les cadres réglementaires actuels qui régissent certaines de nos activités;
- la position concurrentielle de nos actifs et la demande visant nos services;
- le recouvrement potentiel des sommes impayées dans le cadre de faillites et de procédures semblables.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2023 et 2022, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement de 80 millions de dollars sur la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (perte de 163 millions de dollars en 2022). Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2023 et 2022. Se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

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

Risque d'illiquidité

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

Actions en justice

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice, procédures d'arbitrage et poursuites dans le cours normal des activités. Nous évaluons continuellement les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. À l'exception des affaires décrites à la note 32 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2023, pour lesquelles les réclamations sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte qui n'a toutefois pas été jugé probable, mais pour lesquelles une estimation raisonnable de la perte ne peut être formulée, la direction estime que leur règlement ultime n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2023 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2023, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2023 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée à nos états financiers consolidés de 2023.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2023 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucune modification n'a été apportée qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser nos états financiers consolidés, 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, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Se reporter à la note 2 « Conventions comptables » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

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

Le 1^{er} février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. L'estimation révisée du total des coûts du projet et de nos besoins de financement connexes futurs étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. Une évaluation a été effectuée au 31 décembre 2022 et pour chaque période jusqu'au 30 septembre 2023, et nous avons conclu que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable pour chaque période ayant fait l'objet d'une évaluation. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, ce qui a donné lieu à une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts (1 943 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comptabilisée au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette des variations du prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 31 décembre 2023 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts). La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir un complément d'information.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 septembre 2023 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans, en tenant compte d'hypothèses relatives à l'estimation des coûts en capital, aux taux d'actualisation et aux plans de financement à long terme.

En date du 31 décembre 2023, il n'y a eu aucun événement ni changement de circonstances par rapport au 30 septembre 2023 indiquant d'importantes répercussions néfastes sur la juste valeur estimative de notre participation dans Coastal GasLink LP. Par conséquent, il n'existait aucune perte de valeur durable au 31 décembre 2023. Il y a lieu de se reporter à nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir un complément d'information.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a une perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir une perte de valeur pour un actif. Nous pouvons évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs, notamment la conjoncture macroéconomique, l'état du secteur et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs liés au coût, les résultats financiers passés et prévus, ou des événements ayant touché spécifiquement l'unité d'exploitation en cause. Si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de nos unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, nous comparons la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation qui constitue une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise aux fins du calcul du gain ou de la perte sur cession. Le montant de l'écart d'acquisition cédé est établi d'après les justes valeurs relatives de l'entreprise qui sera cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée.

Nous déterminons la juste valeur d'une unité d'exploitation en fonction de nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des tarifs de transport, de l'offre et de la demande sur le marché, des occasions de croissance, des niveaux de production, de la concurrence livrée par d'autres sociétés, des coûts d'exploitation, des modifications d'ordre réglementaire, des taux d'actualisation, des multiples cours/bénéfice et d'autres multiples.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, nous avons évalué, au 31 décembre 2023, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de toutes les unités d'exploitation sous-jacentes, à l'exception des unités d'exploitation Tuscarora et North Baja dont il est question ci-après. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans les réseaux Columbia Gas et Columbia Gulf

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

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

North Baja et Tuscarora

Nous avons choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 63 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation North Baja en date du 31 décembre 2023, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018. Nous avons également choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 30 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation Tuscarora, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018 et du dépôt par Tuscarora du dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA en 2023. Il a été établi que la juste valeur de North Baja et celle de Tuscarora dépassaient leur valeur comptable respective, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2023.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Autres actifs à court terme	1 285	614
Autres actifs à long terme	155	91
Créditeurs et autres	(1 143)	(871)
Autres passifs à long terme	(106)	(151)
	191	(317)

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

aux 31 décembre 2023	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
(en millions de dollars)					
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	181	142	75	24	(60)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture	10	—	(2)	5	7
	191	142	73	29	(53)

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latents au cours de l'exercice			
Produits de base	96	14	9
Change	246	(149)	(203)
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	811	759	287
Change	155	(2)	240
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice			
Produits de base	(2)	(73)	(44)
Taux d'intérêt	(43)	(3)	(32)

1 Les montants nets des gains (pertes) réalisés et latents 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 (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus au poste « Gains (pertes) de change, montant net » de l'état consolidé des résultats.

2 En 2023, aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé dans le bénéfice net (la perte nette) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (néant en 2022; perte réalisée de 10 millions de dollars en 2021).

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 29 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2023 de la société.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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

Coastal GasLink LP

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

Convention de prêt subordonné de TC Énergie

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel de 0,9 milliard de dollars (3,3 milliards de dollars au 31 décembre 2022) lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 31 décembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,4 milliards de dollars.

Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. Conformément aux modalités contractuelles, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Au 31 décembre 2023, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 2 520 millions de dollars (250 millions de dollars au 31 décembre 2022). En raison des charges de dépréciation comptabilisées au cours de l'exercice, ce prêt avait une valeur comptable de 500 millions de dollars au 31 décembre 2023 (néant en 2022).

Facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable 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 était de néant au 31 décembre 2023 (néant au 31 décembre 2022). La charge de dépréciation inscrite à ce jour n'a pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

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. Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée consenti par nous d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

L'état consolidé des résultats reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt jusqu'à la date de son remboursement, le 15 mars 2022, lesquels sont entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars)	2023	2022	2021	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	—	19	87	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(19)	(87)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	(28)	(41)	(Gains) pertes de change, montant net
Gains de change ¹	—	28	41	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur Siège social.

2 Inclus dans le secteur Gazoducs – Mexique.

Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée dont il est question plus haut a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Pour une description de nos principales conventions comptables et un résumé des modifications des conventions et des normes comptables ayant une incidence sur nos activités, il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » et à la note 3 « Modifications comptables » des états financiers consolidés 2023 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2023				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	4 236	3 940	3 830	3 928
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 463	(197)	250	1 313
Résultat comparable	1 403	1 035	981	1 233
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,41 \$	(0,19) \$	0,24 \$	1,29 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,35 \$	1,00 \$	0,96 \$	1,21 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$

2022				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	4 041	3 799	3 637	3 500
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	841	889	358
Résultat comparable	1 129	1 068	979	1 103
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	(1,42) \$	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,11 \$	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteurs

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

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

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

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

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

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

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

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

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

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

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provisions pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars lié à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis afférent à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et d'un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par des ajustements de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une perte de change latente nette de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une perte de 25 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 23 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 9 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- des frais financiers de 4 millions de dollars, après impôts, liés à une charge découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2023

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022
Gazoducs – Canada	692	(2 592)
Gazoducs – États-Unis	955	882
Gazoducs – Mexique	150	96
Pipelines de liquides	309	322
Énergie et solutions énergétiques	263	298
Siège social	(42)	(4)
Total du bénéfice sectoriel (des pertes sectorielles)	2 327	(998)
Intérêts débiteurs	(845)	(722)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	132	115
Gains (pertes) de change, montant net	89	132
Intérêts créditeurs et autres	121	53
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	1 824	(1 420)
(Charge) recouvrement d'impôts	(209)	4
Bénéfice net (perte nette)	1 615	(1 416)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(128)	(9)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 487	(1 425)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(22)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 463	(1 447)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,41 \$	(1,42) \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 2,9 milliards de dollars, ou 2,83 \$ par action ordinaire, comparativement à la même période en 2022. Cette forte hausse pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 s'explique surtout par l'effet net des postes particuliers mentionnés ci-dessous. Le bénéfice net par action ordinaire des deux périodes tient compte de l'incidence des actions ordinaires émises en 2023 et en 2022.

Les résultats du quatrième trimestre de 2023 comprennent :

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provisions pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars lié à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis afférent à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et d'un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par des ajustements de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une perte de change latente nette de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une perte de 25 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 23 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 9 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- des frais financiers de 4 millions de dollars, après impôts, liés à une charge découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Les résultats du quatrième trimestre de 2022 comprennent :

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

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

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 463	(1 447)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	(74)	2 643
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(18)	5
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	55	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat au Mexique	25	64
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	23	—
Coûts liés au projet Focus	9	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	4	20
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	8
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	1
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(5)	(9)
Activités de gestion des risques ¹	(83)	(156)
Résultat comparable	1 403	1 129
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	1,41 \$	(1,42) \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	(0,07)	2,60
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(0,02)	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	0,05	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat au Mexique	0,03	0,06
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	0,02	—
Coûts liés au projet Focus	0,01	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	0,02
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	0,01
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	(0,08)	(0,15)
Résultat comparable par action ordinaire	1,35 \$	1,11 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Gazoducs – États-Unis	(29)	(28)
Pipelines de liquides	20	(38)
Installations énergétiques au Canada	(6)	30
Installations énergétiques aux États-Unis	4	5
Stockage de gaz naturel	18	67
Change	104	172
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(28)	(52)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	83	156

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	1 034	768
Gazoducs – États-Unis	1 225	1 141
Gazoducs – Mexique	208	211
Pipelines de liquides	379	364
Énergie et solutions énergétiques	266	203
Siège social	(5)	(4)
BAIIA comparable	3 107	2 683
Amortissement	(717)	(670)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(840)	(722)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	132	115
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	40	(40)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	121	53
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(288)	(259)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(128)	(9)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(22)
Résultat comparable	1 403	1 129
Résultat comparable par action ordinaire	1,35 \$	1,11 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2023 a été supérieur de 424 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs – Canada, surtout attribuable aux apports plus importants de Coastal GasLink découlant de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons, de l'augmentation des coûts transférables et de la hausse du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable à l'accroissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, aux apports plus élevés tirés de Bruce Power et aux résultats financiers supérieurs des installations énergétiques au Canada grâce à l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis, en raison du résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et de modernisation et de la hausse du résultat net attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires, ainsi que de certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation par suite de l'utilisation accrue et la baisse des prix des produits de base en lien avec notre entreprise d'exploitation des minéraux;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides, principalement attribuable à la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, contrebalancée en partie par l'incidence négative de la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants facturés en 2022;
- le BAIIA libellé en dollars US moins élevé du secteur Gazoducs – Mexique, imputable à la diminution du résultat de Guadalajara découlant de la baisse des produits fixes et des coûts d'exploitation plus élevés en raison d'un événement météorologique, partiellement compensée par le résultat découlant de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023.

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

Résultat comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2023 a été supérieur de 274 millions de dollars, soit 0,24 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2022. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du change sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US plus élevés, facteurs en partie compensés par l'augmentation des intérêts capitalisés et les emprunts à court terme moins élevés;
- l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable aux dépenses en immobilisations liées au projet de gazoduc Southeast Gateway, en partie contrebalancées l'incidence des projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service et la suspension de cette provision relativement au projet de gazoduc Tula, le 1^{er} novembre 2023, en raison du retard dans une décision d'investissement finale;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la hausse du résultat comparable imposable et à l'exposition au change au Mexique, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le résultat transférables, les écarts des taux d'imposition étrangers plus importants et la diminution des ajustements liés à l'inflation au Mexique;
- l'incidence des dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme et à la variation de la juste valeur d'autres placements restreints;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement attribuable à l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf et à l'acquisition de parcs éoliens au Texas.

Le résultat comparable par action ordinaire du trimestre clos le 31 décembre 2023 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2023 et en 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 du trimestre clos le 31 décembre 2023, 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 produits et charges libellés en dollars US, avant impôts

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars US)	2023	2022
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	900	842
Gazoducs au Mexique	153	156
Pipelines de liquides	204	204
	1 257	1 202
Amortissement	(241)	(237)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(473)	(323)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	81	55
Participations sans contrôle et autres	(92)	(44)
	532	653
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars canadiens	1,36	1,36

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

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

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

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

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

31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

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

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(16)	(15)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	64	34
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(38)	(9)
	10	10

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

Points saillants par secteurs

Gazoducs – Canada

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada s'est établi à 0,7 milliard de dollars, en regard de pertes sectorielles de 2,6 milliards de dollars pour la période correspondante de 2022. Les pertes sectorielles pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comprenaient une charge de dépréciation de 3,0 milliards de dollars, avant impôts, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, qui a été exclue du calcul du BAlIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la même période de 2022, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous un seuil prédéterminé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2022. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

Le BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 266 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat tiré de Coastal GasLink du fait de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- la hausse des charges financières, de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL.

L'amortissement a augmenté de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022, reflétant 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 et au titre du réseau principal au Canada du fait de la mise en service d'actifs sur un tronçon assorti de taux d'amortissement plus élevés aux termes du règlement de 2021-2026.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 73 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 comparativement à la période correspondante de 2022 et il tient compte des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

La hausse du bénéfice sectoriel libellé en dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent libellé en dollars canadiens de nos installations américaines comparativement à la période correspondante de 2022.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 a augmenté de 58 millions de dollars US par rapport à la période correspondante de 2022 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et de modernisation;
- l'augmentation nette du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires de Columbia Gas, d'ANR et de Great Lakes, ainsi qu'à certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022 liés aux reports réglementaires d'ANR;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois;
- le résultat inférieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux attribuable aux prix moins élevés des produits de base;
- la diminution du résultat en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi que la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service.

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 comparativement à la période correspondante de 2022, par suite de la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 54 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022 et il tient compte d'une perte de 36 millions de dollars (perte de 92 millions de dollars en 2022) liée à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a diminué de 3 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022 en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes aux termes du contrat de transport actuel et des coûts d'exploitation plus élevés associés à une interruption de service causée par un événement météorologique;
- le résultat supérieur de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2022.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022, et il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- des coûts de préservation et autres de 5 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 (10 millions de dollars en 2022) se rapportant aux 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;
- une charge de 3 millions de dollars, avant impôts, engagée au quatrième trimestre de 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- un ajustement de 4 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 (118 millions de dollars en 2022) de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL comptabilisée en 2021 découlant de l'incidence nette du gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et des ajustements de l'estimation des obligations contractuelles et légales liées aux activités d'abandon;

- une charge de 27 millions de dollars, avant impôts, liée à la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2022;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides a augmenté de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022, baisse principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des volumes contractuels sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- la baisse des volumes non visés par des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'incidence négative de la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs facturés en 2022.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2022.

Énergie et solutions énergétiques

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- notre quote-part des gains et des pertes latents 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 les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire le risque lié aux prix des produits de base auquel nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 63 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 comparativement à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta;
- l'apport plus élevé de Bruce Power, essentiellement attribuable aux gains réalisés sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite, aux prix contractuels plus élevés et à la baisse des charges d'exploitation, facteurs partiellement contrebalancés par la production moindre;
- les résultats financiers plus élevés des installations énergétiques au Canada, attribuables à l'apport plus important des activités de commercialisation, en partie contrebalancé par la baisse des prix de l'électricité réalisés.

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023.

Siège social

La perte sectorielle du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 s'est accrue de 38 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2022. Elle comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 22 millions de dollars, avant impôts, engagée au quatrième trimestre de 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 15 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus.

Le BAIIA et le BAII comparables du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2022.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
PJ/j	pétajoule par jour
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Moyenne des actifs en service, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
CALT	Compte d'ajustement à long terme
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energía, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
REC	Régie de l'énergie du Canada
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (Ontario)
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TCFD	Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques
TSX	Bourse de Toronto