

Rapport de gestion

Le 13 février 2023

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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 2022, 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 2022	21
• Perspectives	31
• Programme d'investissement	32
ENTREPRISE DE GAZODUCS	38
GAZODUCS – CANADA	48
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	55
GAZODUCS – MEXIQUE	61
PIPELINES DE LIQUIDES	66
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	78
SIÈGE SOCIAL	90
SITUATION FINANCIÈRE	96
AUTRES RENSEIGNEMENTS	109
• Gestion des risques d'entreprise	109
• Contrôles et procédures	125
• Estimations comptables critiques	126
• Instruments financiers	129
• Transactions avec des parties liées	131
• Modifications comptables	132
• Résultats trimestriels	133
GLOSSAIRE	146

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 146. Tous les renseignements sont en date du 13 février 2023 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, y compris nos attentes concernant la taille, le calendrier et les résultats du programme de sortie d'actifs;
- la croissance prévue des dividendes;
- la durée prévue du RRD avec escompte;
- 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 de 2022 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 et de la transition énergétique;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et fournisseurs;
- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les coûts de la main-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 et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les facteurs ESG;
- l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, et les répercussions s'y rapportant.

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

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.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

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

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

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. À compter du premier trimestre de 2022, nous avons exclu des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des placements détenus par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques, et les périodes antérieures sont présentées sur la même base. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Au troisième trimestre de 2022, Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH ») et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations latentes des mesures comparables. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions sur les provisions pour pertes sur créances attendues.

Nous avons également exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt libellé en pesos à une société liée ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car les montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

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

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

BAlIA comparable et BAII comparable

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

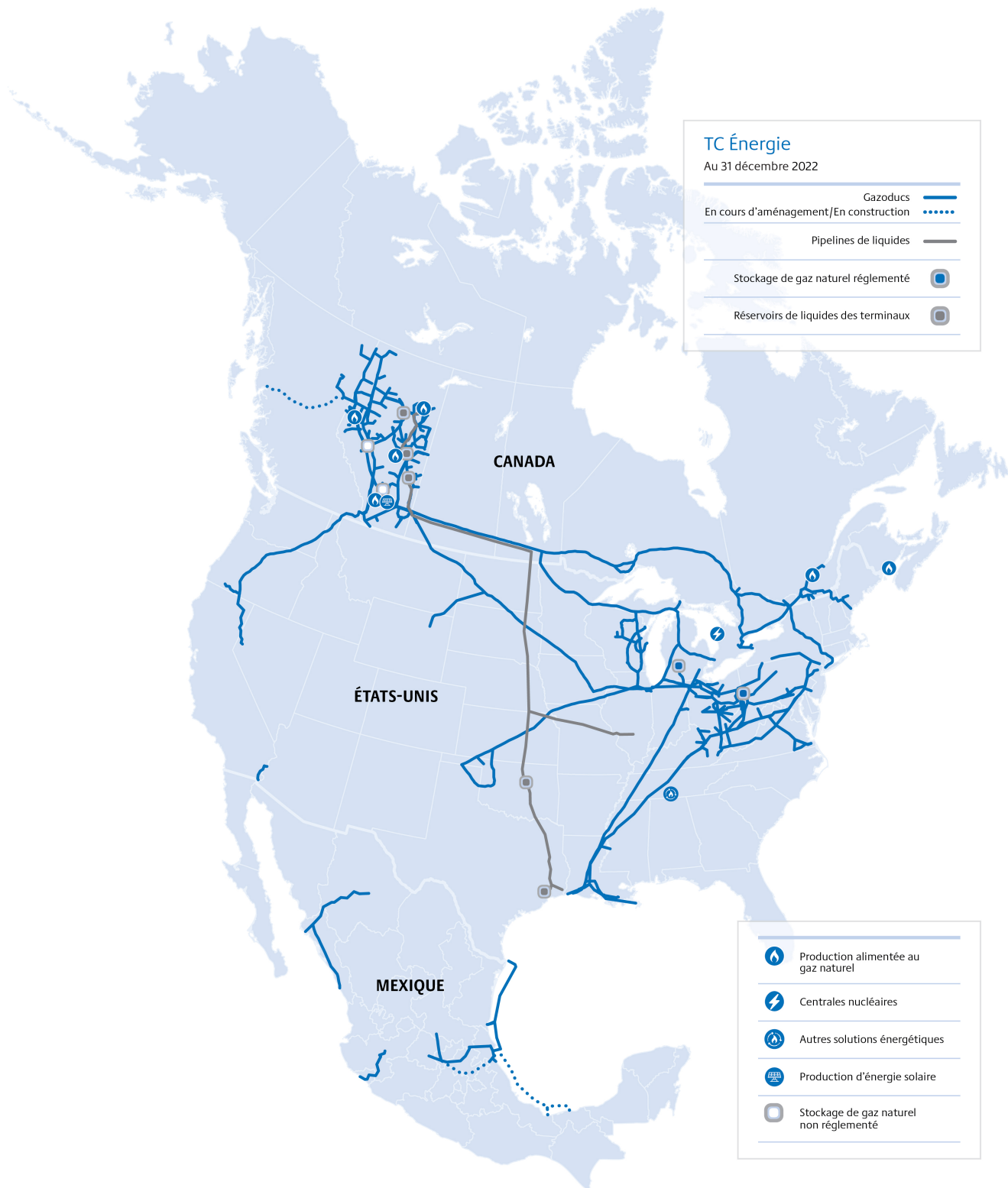
Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, (la perte) le gain de change, montant net, les intérêts créditeurs et autres, la charge d'impôts sur le bénéfice, les 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 attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net par action ordinaire.

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées à la note 29 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2022. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

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)	2022	2021
Total de l'actif par secteur		
Gazoducs – Canada	27 456	25 452
Gazoducs – États-Unis	50 038	45 502
Gazoducs – Mexique	9 231	7 547
Pipelines de liquides	15 587	14 951
Énergie et solutions énergétiques	8 272	6 563
Siège social	3 764	4 203
	114 348	104 218
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2022	2021
Total des produits par secteur		
Gazoducs – Canada	4 764	4 519
Gazoducs – États-Unis	5 933	5 233
Gazoducs – Mexique	688	605
Pipelines de liquides	2 668	2 306
Énergie et solutions énergétiques	924	724
	14 977	13 387
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2022	2021
BAIIA comparable par secteur¹		
Gazoducs – Canada	2 806	2 675
Gazoducs – États-Unis	4 089	3 856
Gazoducs – Mexique	753	666
Pipelines de liquides	1 366	1 526
Énergie et solutions énergétiques	907	669
Siège social	(20)	(24)
	9 901	9 368

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 un portefeuille d'infrastructures qui nous permet de prospérer, peu importe le rythme de la transition énergétique et l'orientation que celle-ci prendra. Nous sommes une équipe de personnes travaillant à trouver des solutions pour acheminer cette énergie d'une façon plus abordable, fiable et durable tout en développant des solutions énergétiques à faibles émissions de carbone qui favorisent la transition énergétique – du gaz naturel et des énergies renouvelables au captage du carbone et à l'hydrogène.

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 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;
- le pétrole brut restera une composante importante de l'offre de carburant;
- les besoins en énergies renouvelables et en sources d'énergie fiables et à la demande pour soutenir la stabilité du réseau 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.

Ventilation du BAIIA comparable¹

Exercice clos le 31 décembre	2022	2021
BAIIA comparable par secteur		
Gazoducs – Canada	28 %	29 %
Gazoducs – États-Unis	41 %	41 %
Gazoducs – Mexique	8 %	7 %
Pipelines de liquides	14 %	16 %
Énergie et solutions énergétiques	9 %	7 %
	100 %	100 %

¹ Il y a lieu de se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteur.

À mesure que se déroulera la transition énergétique, notre composition d'actifs continuera d'évoluer en fonction des sources d'énergie en Amérique du Nord, ce qui entraînera les changements prévus suivants dans la répartition des capitaux :

- la proportion de notre secteur Énergie et solutions énergétiques dans notre portefeuille est appelée à s'élargir;
- notre secteur des gazoducs continuera d'attirer des capitaux;
- nos investissements dans le secteur Pipelines de liquides viseront essentiellement la maximisation de la valeur de nos actifs de base;
- nous consentirons des investissements mesurés dans les nouvelles technologies, sans prendre de risques volumétriques ou de risques liés aux prix des produits de base inconsidérés.

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 34 milliards de dollars destinés à des projets garantis. De plus, nos projets en cours d'aménagement bénéficient ou devraient bénéficier pour la plupart d'un soutien sur le plan commercial. Nous prévoyons que ces investissements contribueront à accroître les résultats et les flux de trésorerie lorsque les actifs seront mis en service.
- Notre vaste présence géographique nous procure des occasions de croissance considérables dans les corridors déjà exploités. Cela comprend les possibilités futures de déployer des technologies d'infrastructure à faibles émissions telles que les énergies renouvelables et le captage d'hydrogène et de carbone, qui contribueront à réduire l'empreinte carbone de nos clients et la nôtre et qui favoriseront le prolongement de la durée de vie de nos actifs existants.
- Nous poursuivons l'aménagement de projets et la gestion des risques liés à la construction 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 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 facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») 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 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 « Gestion des risques d'entreprise » pour consulter un aperçu de nos risques d'entreprise.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance 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 et que les risques et les rendements inhérents soient acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets, notamment les initiatives de croissance liées à la transition énergétique.
- 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 en tenant compte des recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (TCFD) du Conseil de stabilité financière. 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 et le respect des facteurs ESG, 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 terme. 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.
- 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 sûres, fiables et durables 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 modèle commercial durable et à faible risque assimilable à un service public nous procure l'envergure et la présence nécessaires pour assurer des services d'infrastructures essentiels et extrêmement compétitifs et maximiser la valeur de nos actifs à long terme et de nos positions commerciales à toutes les étapes du cycle économique. Notre portefeuille d'actifs en place et la synergie que permet notre envergure favorisent le transport des molécules et des électrons, ce qui nous procure la souplesse nécessaire pour consacrer des capitaux à l'électrification ou à d'autres technologies émergentes à faibles émissions de carbone grâce auxquelles nous pourrions faire face à n'importe quel scénario de transition énergétique. Par exemple, nous travaillons de concert avec un partenaire du secteur à développer le réseau carbone de l'Alberta (« ACG »), un système de calibre mondial de captage et de stockage du carbone visant à aider les secteurs industriels de la province à séquestrer leurs émissions.
- **Discipline rigoureuse** – Notre personnel, pour qui le travail se fait toujours dans le respect des valeurs, 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 et la croissance des dividendes sur nos actions ordinaires tout en préservant la souplesse financière nécessaire à nos activités dans toutes les conditions de marché, ce qui comprend les sorties d'actifs. 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, tel qu'il a été proposé pour le projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») et le projet WR respectivement au Canada et aux États-Unis, et que nous mettons actuellement à contribution nos actifs complémentaires en vue de réduire les émissions provenant de nos pipelines de liquides par le truchement de notre secteur Énergie et solutions énergétiques.
- **Engagement envers la durabilité et les facteurs ESG** – 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 avons publié, dans le cadre de notre Rapport sur la durabilité de 2022, l'intensité de nos émissions à l'échelle de la société en vue d'accroître la transparence et de mieux cerner nos objectifs pour atteindre notre cible de 2030 visant à réduire de 30 % les émissions de GES de nos activités. Nous continuons de faire des progrès constants à l'égard des dix engagements pour la durabilité publiés l'an dernier. TC Énergie est devenue une entreprise signataire officielle du PMNU en 2022, ce qui cadre avec notre recherche de partenariats efficaces pour relever les enjeux majeurs en matière de durabilité à l'échelle de la planète.
- **Communications franches** – Nous entretenons avec soin nos relations avec nos clients et nos actionnaires et veillons à communiquer clairement et en toute franchise à nos parties prenantes 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.

Détenir des entreprises soutenues par des fondamentaux solides

- Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par une réglementation favorable 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 2022

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 98 ainsi que les pages 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)	2022	2021	2020
Bénéfice			
Produits	14 977	13 387	12 999
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	641	1 815	4 457
par action ordinaire – de base	0,64 \$	1,87 \$	4,74 \$
BAIIA comparable ¹	9 901	9 368	9 342
Résultat comparable	4 279	4 142	3 939
par action ordinaire	4,30 \$	4,26 \$	4,19 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 375	6 890	7 058
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 353	7 406	7 385
Dépenses d'investissement ²	8 961	7 134	8 900
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	35	3 407
Bilan³			
Total de l'actif	114 348	104 218	100 300
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	41 543	38 661	36 885
Billets subordonnés de rang inférieur	10 495	8 939	8 498
Participation sans contrôle rachetable ⁴	—	—	393
Actions privilégiées	2 499	3 487	3 980
Participations sans contrôle	126	125	1 682
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	31 491	29 784	27 418
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,60 \$	3,48 \$	3,24 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	995	973	940
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	1 018	981	940

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel, la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la page 22.

2 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 4, intitulée « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés 2022 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

3 Aux 31 décembre.

4 Au 31 décembre 2020, la participation sans contrôle rachetable était classée en tant que capitaux propres mezzanine; cette participation a été rachetée en 2021.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021	2020
Gazoducs – Canada	(1 440)	1 449	1 657
Gazoducs – États-Unis	2 617	3 071	2 837
Gazoducs – Mexique	491	557	669
Pipelines de liquides	1 123	(1 600)	1 359
Énergie et solutions énergétiques	833	628	181
Siège social	8	(46)	70
Total du bénéfice sectoriel	3 632	4 059	6 773
Intérêts débiteurs	(2 588)	(2 360)	(2 228)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	369	267	349
(Perte) gain de change, montant net	(185)	10	28
Intérêts créditeurs et autres	146	190	185
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 374	2 166	5 107
Charge d'impôts	(589)	(120)	(194)
Bénéfice net	785	2 046	4 913
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(37)	(91)	(297)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	748	1 955	4 616
Dividendes sur les actions privilégiées	(107)	(140)	(159)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	641	1 815	4 457
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,64 \$	1,87 \$	4,74 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré en 2022 à 0,6 milliard de dollars, ou 0,64 \$ par action (1,8 milliard de dollars, ou 1,87 \$ par action, en 2021; 4,5 milliards de dollars, ou 4,74 \$ par action en 2020), soit une baisse de 1,2 milliard de dollars, ou 1,23 \$ par action, comparativement à 2021. La baisse importante pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 comparativement à 2021 et la baisse importante du bénéfice net par action ordinaire de 2,87 \$ en 2021 par rapport à 2020 s'expliquent principalement par l'incidence nette des postes particuliers décrits ci-après. Le bénéfice net par action ordinaire des deux exercices reflète aussi l'incidence des actions ordinaires émises à l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021 et des actions ordinaires émises en 2022.

Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et retranchés du résultat comparable :

2022

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après les 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 7 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 531 millions de dollars, après les impôts, liée à Great Lakes. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- 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 les 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 les 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 les 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 les impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

2021

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,1 milliards de dollars après les 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 les 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 les 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 les impôts, sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- un recouvrement de 7 millions de dollars, après les impôts, visant principalement certains coûts auprès de la SIERE se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020.

2020

- une perte de 283 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en avril 2020. Le cumul de la perte comptabilisée relativement à cette transaction jusqu'à la fin de 2020, y compris les pertes comptabilisées en 2019 au moment du classement des centrales dans les actifs destinés à la vente, se chiffre à 477 millions de dollars;
- un gain de 402 millions de dollars après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP;
- une reprise de 299 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts comptabilisée par suite de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation était jugée plus probable qu'improbable en 2020;
- un recouvrement d'impôts additionnel de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.

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 sur ces points saillants.

Le bénéfice net de tous les exercices comprenait des gains 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 attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

Rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	641	1 815	4 457
Postes particuliers, déduction faite des impôts			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	2 643	—	—
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	—	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats	114	—	—
Décision de la REC relative à Keystone	20	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	19	37	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	13	(11)	(6)
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	5	2 134	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	48	—
Gain sur la vente de Northern Courier	—	(19)	—
(Gain) perte sur la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(7)	283
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	(402)
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	(299)
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	—	(18)
Activités de gestion des risques ¹	97	145	(76)
Résultat comparable	4 279	4 142	3 939
Bénéfice net par action ordinaire	0,64 \$	1,87 \$	4,74 \$
Charge de dépréciation au titre de Coastal Gaslink LP	2,66	—	—
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	—	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats	0,11	—	—
Décision de la REC relative à Keystone	0,02	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,02	0,04	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	0,01	(0,01)	(0,01)
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	0,01	2,19	—
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)	0,30
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	(0,43)
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	(0,32)
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	—	(0,02)
Activités de gestion des risques	0,10	0,15	(0,07)
Résultat comparable par action ordinaire	4,30 \$	4,26 \$	4,19 \$

1	exercices clos les 31 décembre			
	(en millions de dollars)	2022	2021	2020
	Gazoducs – États-Unis	(15)	6	—
	Pipelines de liquides	20	(3)	(9)
	Installations énergétiques au Canada	4	12	(2)
	Stockage de gaz naturel	11	(6)	(13)
	Change	(149)	(203)	126
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	32	49	(26)
	Total des (pertes latentes) gains latents découlant des activités de gestion des risques	(97)	(145)	76

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021	2020
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	2 806	2 675	2 566
Gazoducs – États-Unis	4 089	3 856	3 638
Gazoducs – Mexique	753	666	786
Pipelines de liquides	1 366	1 526	1 700
Énergie et solutions énergétiques	907	669	668
Siège social	(20)	(24)	(16)
BAIIA comparable	9 901	9 368	9 342
Amortissement	(2 584)	(2 522)	(2 590)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 588)	(2 354)	(2 228)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	369	267	349
(Perte) gain de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	(8)	254	(12)
Intérêts créditeurs et autres	146	190	185
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(813)	(830)	(651)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(37)	(91)	(297)
Dividendes sur les actions privilégiées	(107)	(140)	(159)
Résultat comparable	4 279	4 142	3 939
Résultat comparable par action ordinaire	4,30 \$	4,26 \$	4,19 \$

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 bénéfice plus élevé des installations énergétiques au Canada en raison du relèvement des prix de l'électricité réalisés ainsi qu'aux des 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 du secteur des gazoducs aux États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, au résultat plus élevé de notre entreprise d'exploitation des minéraux et à Columbia Gas depuis le règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers de Columbia Gas;

- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés et du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs et des coûts transférés du réseau principal au Canada;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique, principalement attribuable au tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc de Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs sur les volumes contractuels à la baisse sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone ainsi que de l'apport moindre des activités de commercialisation des liquides imputable à la baisse des marges et des volumes;
- 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 28, le BAIIA comparable libellé en dollars US a diminué 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique Incidence du change plus bas pour un complément d'information.

BAIIA comparable – comparaison de 2021 et de 2020

Le BAIIA comparable de 2021 a été supérieur de 26 millions de dollars à celui de 2020, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur des gazoducs aux États-Unis découlant des tarifs de transport plus élevés pour Columbia Gas entrés en vigueur le 1^{er} février 2021 du fait du règlement tarifaire non contentieux conclu ultérieurement, du meilleur résultat de l'ensemble de nos gazoducs aux États-Unis après les périodes de grand froid qui ont frappé nombre des marchés américains où nous exerçons nos activités en 2021, du résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux et de la capitalisation accrue des coûts de maintien de l'intégrité des gazoducs, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers;
- le BAIIA comparable plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse des coûts transférables, à l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, à la comptabilisation sur un exercice complet des frais d'aménagement de Coastal GasLink ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs du réseau principal au Canada, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des coûts transférables;
- le maintien des résultats du secteur Énergie et solutions énergétiques, attribuable principalement à la hausse du résultat des installations de production énergétique au Canada qui découle essentiellement des marges plus élevées réalisées en 2021, à l'apport des activités de négociation et au résultat sur un exercice complet de notre centrale de cogénération de Mackay River après sa remise en service, en mai 2020, facteurs en partie contrebalancés par la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, vendues en avril 2020, et par la baisse du résultat de Bruce Power en 2021 par suite de la réduction des volumes du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et de la hausse des charges d'exploitation;
- les résultats inférieurs des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par l'apport supérieur des activités de commercialisation des liquides reflétant l'accroissement des marges et des volumes;
- la diminution de l'apport des gazoducs au Mexique découlant principalement des frais de 55 millions de dollars US comptabilisés en 2020 parce que les travaux de construction du gazoduc Sur de Texas avaient été menés à bien;
- l'incidence négative de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars américains. Comme il est expliqué en détail à la page 28, le BAIIA comparable en dollars américains a augmenté de 226 millions de dollars US par rapport à celui de 2020 pour s'établir à 4,6 milliards de dollars US; cependant, il a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,25 en 2021, contre 1,34 en 2020. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable 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;
- les pertes nettes réalisées en 2022, comparativement à des gains nets réalisés en 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi que les pertes de change en 2022 comparativement à des gains en 2021 à la réévaluation des passifs monétaires nets libellés en pesos, ce qui a été en partie compensé par la hausse des gains réalisés en 2022 comparativement à 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition à ces passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change;
- 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 suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022 ainsi qu'aux dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, en partie annulées par l'incidence des dépenses en immobilisations moins élevées et des projets mis en service sur nos gazoducs aux États-Unis;
- l'augmentation de la charge d'amortissement surtout en ce qui concerne les gazoducs aux États-Unis 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 traités à titre de coûts transférables et de l'augmentation des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrés en partie par la hausse du bénéfice assujéti 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.

Résultat comparable – comparaison de 2021 et de 2020

Le résultat comparable de 2021 a été supérieur de 203 millions de dollars, ou 0,07 \$ par action ordinaire, à celui de 2020, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- le gain de change net en 2021, comparativement à une perte de change nette en 2020, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- 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 baisse de l'amortissement au titre de nos actifs libellés en dollars américains principalement en raison de la dépréciation du dollar américain, ainsi qu'au titre de nos gazoducs au Canada du fait que l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada a cessé en 2021;
- la charge d'impôt plus élevée, essentiellement à cause du résultat avant les impôts accru et de l'augmentation des impôts sur le bénéfice transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoducs Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021, au passage à la comptabilisation à la valeur de consolidation de notre investissement dans Coastal GasLink depuis la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP, et de l'achèvement de la centrale de Napanee en 2020, facteurs en partie contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, qui s'explique surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Villa de Reyes, à compter de janvier 2021, à cause des retards qui entravent toujours le projet, en partie annulée par les projets d'expansion du réseau de NGTL et des gazoducs aux États-Unis.

Le résultat comparable par action ordinaire pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 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, respectivement. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

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 d'autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période de report pouvant aller jusqu'à trois ans au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change; toutefois, l'exposition naturelle subsiste par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

Éléments des résultats et charges libellés en dollars américains, avant les impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2022	2021	2020
BAIIA comparable			
Gazoducs – États-Unis	3 142	3 075	2 714
Gazoducs – Mexique ¹	602	602	666
Pipelines de liquides	754	884	955
	4 498	4 561	4 335
Amortissement	(952)	(911)	(877)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 267)	(1 259)	(1 302)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	101	182
Participations sans contrôle et autres	(101)	(66)	(117)
	2 339	2 426	2 221
Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens	1,30	1,25	1,34

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

Une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs aux gazoducs au Mexique est libellée en pesos, alors que la monnaie fonctionnelle des activités que nous exerçons au Mexique est le dollar américain. Ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars américains; par conséquent, la fluctuation du peso mexicain par rapport au dollar américain peut influencer sur notre résultat comparable. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt 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 tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît du fait que nos actifs et passifs monétaires libellés en dollars américains augmentent. Ces expositions sont gérées en partie au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change, les gains et pertes sur les dérivés étant comptabilisés au poste « Perte (gain) de change, montant net » de notre état consolidé des résultats.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 6,4 milliards de dollars en 2022, soit 7 % de moins qu'en 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et leur ampleur ainsi que de la diminution des fonds provenant de l'exploitation. Quant aux fonds provenant de l'exploitation comparables, ils se sont établis à 7,4 milliards de dollars en 2022 et en 2021.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Gazoducs – Canada	4 719	2 737	3 608
Gazoducs – États-Unis	2 137	2 820	2 785
Gazoducs – Mexique	1 027	129	173
Pipelines de liquides	143	571	1 442
Énergie et solutions énergétiques	894	842	834
Siège social	41	35	58
	8 961	7 134	8 900

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés de 2022 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

En 2022 et en 2021, nous avons investi 9,0 milliards de dollars et 7,1 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 2022 et de 2021 comprenait des apports de 2,2 milliards de dollars et de 1,2 milliard de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement liés à Coastal GasLink LP et à Bruce Power.

Produit de la vente d'actifs

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.

En 2020, nous avons mené à terme les sorties d'actifs suivantes. Tous les produits en trésorerie sont indiqués avant les impôts sur le bénéfice et les ajustements postérieurs à la clôture :

- la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP pour un produit de 656 millions de dollars;
- la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs de 10,1 milliards de dollars en 2022. Au 31 décembre 2022, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, y compris les participations sans contrôle, comptaient pour 35 % de la structure du capital (35 % en 2021), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur, d'une participation sans contrôle rachetable et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (15 % en 2021). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 3,3 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2023, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,72 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 23^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

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. Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation de juillet 2022 d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes déclarés en 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 607 millions de dollars en actions ordinaires. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
(en millions de dollars)			
Actions ordinaires	3 192	3 317	2 987
Actions privilégiées	106	141	159

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Nous nous attendons à ce que le BAIIA comparable de 2023 soit supérieur à celui de 2022, et le résultat comparable par action ordinaire de 2023 sera probablement légèrement supérieur à celui de 2022, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la croissance du réseau de NGTL grâce à l'avancement des programmes d'expansion;
- l'apport accru de nos gazoducs au Mexique découlant principalement du nouveau contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE;
- l'incidence sur un exercice complet des actifs mis en service en 2022 et des nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2023, déduction faite de la charge d'amortissement supplémentaire;
- l'apport légèrement moindre du réseau d'oléoducs Keystone, y compris les activités de commercialisation des liquides, découlant du reclassement associé à l'incident à la borne kilométrique 14 et de la baisse des marges qui se poursuit;
- la hausse des intérêts débiteurs du fait des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres arrivés à échéance, et l'augmentation des taux d'intérêt variables;
- 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 d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Nous prévoyons consacrer des dépenses de l'ordre de 11,5 milliards de dollars à 12,0 milliards de dollars en 2023 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. La plus grande partie du programme d'investissement de 2023 concernera l'expansion du réseau de NGTL, l'avancement des travaux de construction du gazoduc Southeast Gateway et du projet de gazoduc Coastal GasLink, les projets de gazoducs aux États-Unis, l'allongement du cycle de vie 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 et à la rubrique « Situation financière » pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses d'investissement prévus de 2023.

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 34 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 des pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

En 2022, des projets d'investissement visant la capacité des pipelines principalement au Canada, aux États-Unis et au Mexique totalisant environ 5,8 milliards de dollars ont été mis en service et des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,9 milliard 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 mentionnés ne tiennent compte, le cas échéant, ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

Les coûts estimatifs et engagés des projets dont il est question dans le tableau qui suit comprennent 100 % des dépenses en immobilisations liées à nos projets en propriété exclusive et 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 2022
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2023	3,1	1,4
	2024	0,5	0,2
	2025+	0,6	—
Coastal GasLink ²	2023	5,4	1,6
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,2	—
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas)	2023-2024	1,2 US	0,6 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,1 US
Autres investissements	2023-2028	1,8 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,4 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud ³	2023	0,6 US	0,6 US
Tula – tronçon central et tronçon ouest ⁴	—	0,5 US	0,4 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	0,8 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2023-2025	0,1	—
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2023-2027	4,3	2,2
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	—
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2023-2025	0,7	0,2
		29,6	8,4
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,4	1,0
Total des projets garantis (en dollars CA)		34,0	9,4

- 1 Les coûts de projet estimatifs comprennent une somme de 0,7 milliard de dollars, principalement en 2023, qui sera consacrée au réseau de Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- 2 Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, à la suite des ententes révisées visant le projet conclues entre Coastal GasLink LP et LNG Canada et des ententes modifiées avec nos partenaires de Coastal GasLink LP. L'achèvement des travaux mécaniques est prévu d'ici la fin de 2023 et la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux relatifs à la mise en service du gazoduc seront terminés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 3 Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE pour terminer les autres tronçons du gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour un complément d'information.
- 4 De concert avec la CFE, nous évaluons l'achèvement du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale, et nous travaillons à l'avancement du tronçon ouest. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 5 Reflète nos apports en trésorerie prévus relativement au programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui devrait être mis en service en 2023, et au programme de RCP du réacteur 3 qui devrait être mis en service en 2026, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs et l'initiative d'accroissement de la production. 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 Comprend les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,35 au 31 décembre 2022.

Projets en cours d'aménagement

Outre nos projets garantis, nous avons aussi un portefeuille de projets en cours, qui sont parvenus à divers stades d'avancement. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Chaque secteur a aussi ciblé des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels seront concentrées ses activités d'expansion continue. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis.

Gazoducs – Canada

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

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets devant viser le remplacement, la mise à niveau et l'expansion de certaines installations du secteur des gazoducs aux États-Unis sont en cours; ces projets permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre aussi d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme pour répondre à la demande croissante en provenance du Midwest et de la région atlantique des États-Unis tout en réduisant les émissions d'équivalent en dioxyde de carbone.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de gaz naturel renouvelable (« GNR »). Ces centres 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 sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. Vers la fin de 2022, nous avons conclu une entente d'aménagement visant les dix premiers centres de transport ciblés. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Autres occasions

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

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

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information.

Gazoducs – Mexique

Le 4 août 2022, nous avons annoncé une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue d'accélérer l'aménagement d'infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Nous en sommes à évaluer l'achèvement des travaux du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale au premier semestre de 2023, ainsi que les actifs en cours de construction.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour un complément d'information.

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

Initiative d'accroissement de la production

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

Projets en phase d'aménagement

Accumulation par pompage en Ontario

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

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

Accumulation par pompage de Canyon Creek

Nous utilisons les infrastructures sur place d'une ancienne mine de charbon déclassée près de Hinton, en Alberta, pour aménager un projet d'installations d'accumulation par pompage, 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.

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

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Nous continuons d'envisager d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets d'énergie éolienne et solaire ou de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés aux actifs du réseau d'oléoducs Keystone situés aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent, nous avons confié en sous-traitance des projets d'énergie éolienne et solaire d'environ 600 MW.

Autres occasions

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

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

Autres solutions énergétiques

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

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

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

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

Carrefours de production d'hydrogène

Nous avons conclu des ententes distinctes d'aménagement conjoint avec Nikola Corporation (« Nikola ») et Hyzon Motors Inc. (« Hyzon ») visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. Aux termes de l'entente d'aménagement conjoint, Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène, et cette entente englobe l'aménagement conjoint de carrefours de production à grande échelle d'hydrogène bleu et d'hydrogène vert. L'entente d'aménagement conjoint conclue avec Hyzon devrait assurer l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de GNR, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations devraient être situées à proximité de la demande et soutiendront le déploiement par Hyzon de véhicules selon le modèle du retour à la base.

Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment explorer l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène. En avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène d'une capacité estimée de 60 tonnes d'hydrogène par jour, qui pourrait passer à 150 tonnes par jour, sur 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2024, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

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 – 88 472 km (54 973 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 5 259 km (3 267 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 et l'aménagement de nouveaux projets visant la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, déjà en exploitation ou projetés, situés au Canada, aux États-Unis et au Mexique;
- 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 nos cibles 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. Nos activités produisent 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'environ 3,2 milliards de dollars en 2022 se rapportant en grande partie aux projets d'expansion du réseau de NGTL;
- approbation du projet VNBR de 0,6 milliard de dollars du réseau de NGTL;
- réception des approbations principales réglementaires restantes du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills;
- progrès dans les travaux de construction du projet de gazoduc Coastal GasLink;
- signature annoncée de contrats d'option visant la vente d'une participation de 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet.

Gazoducs – États-Unis

- mise en service de projets d'investissement d'environ 2,1 milliards de dollars US, dont le projet Louisiana XPress de Columbia Gulf ainsi que les projets Elwood Power et Wisconsin Access visant ANR;
- approbation de projets de croissance supplémentaires de 1,3 milliard de dollars US, dont le nouveau réseau de gazoducs du projet Gillis Access ainsi que l'acquisition visant KO Transmission par Columbia Gas et le projet Ventura XPress visant ANR;
- approbation par la FERC du règlement tarifaire non contentieux déposé visant ANR et du règlement tarifaire visant Great Lakes;
- Transport de volumes records sur un certain nombre de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- annonce d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, permettant de résoudre les procédures antérieures d'arbitrage international visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula;
- approbation de la construction du gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j, aux termes de notre alliance avec la CFE, qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service est prévue au milieu de 2025;
- achèvement de l'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au deuxième trimestre de 2022 et mise en service du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc Tula au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons aussi avec la CFE pour faire progresser les travaux de construction des tronçons restants des deux gazoducs;
- poursuite des études de faisabilité, en collaboration avec la CFE, pour évaluer différentes possibilités d'achèvement du tronçon central du gazoduc Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale au premier semestre de 2023;
- 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 44 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

Réseau de NGTL : Le réseau de NGTL est notre réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde 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 du Midwest 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 de 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.

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 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 de Columbia Gas et à d'autres gazoducs.

Autres gazoducs aux États-Unis : Nous détenons des participations dans huit gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis qui étaient précédemment détenus par notre filiale TC PipeLines, LP.

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 2022 ont représenté environ 15 % 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 125 Gpi³/j d'ici 2027, ce qui représente une augmentation d'environ 16 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2022.

À mesure que le monde s'oriente vers des sources de carburant à plus faibles émissions, 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 de la production 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 et la décarbonation de nos réseaux de gazoducs devraient aussi fournir d'autres occasions d'investissement qui correspondent à nos préférences en matière de risque tout en appuyant nos cibles de réduction 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 prévoyons pour l'avenir une croissance considérable de la demande de gaz en soutien à l'expansion économique, à la croissance en énergie des secteurs industriels, à la conversion des installations industrielles et des centrales électriques à des carburants à moins forte intensité de carbone 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. Nous sommes d'avis que le gaz naturel est la clé pour la transition énergétique au Mexique.

L'intérêt de plus en plus grand qui est porté aux facteurs ESG devrait se traduire par une modification de la dynamique des marchés, car la demande d'énergie s'accroît en même temps que s'intensifient les pressions pour des actions immédiates en faveur du climat.

Prix des produits de base

De manière générale, 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

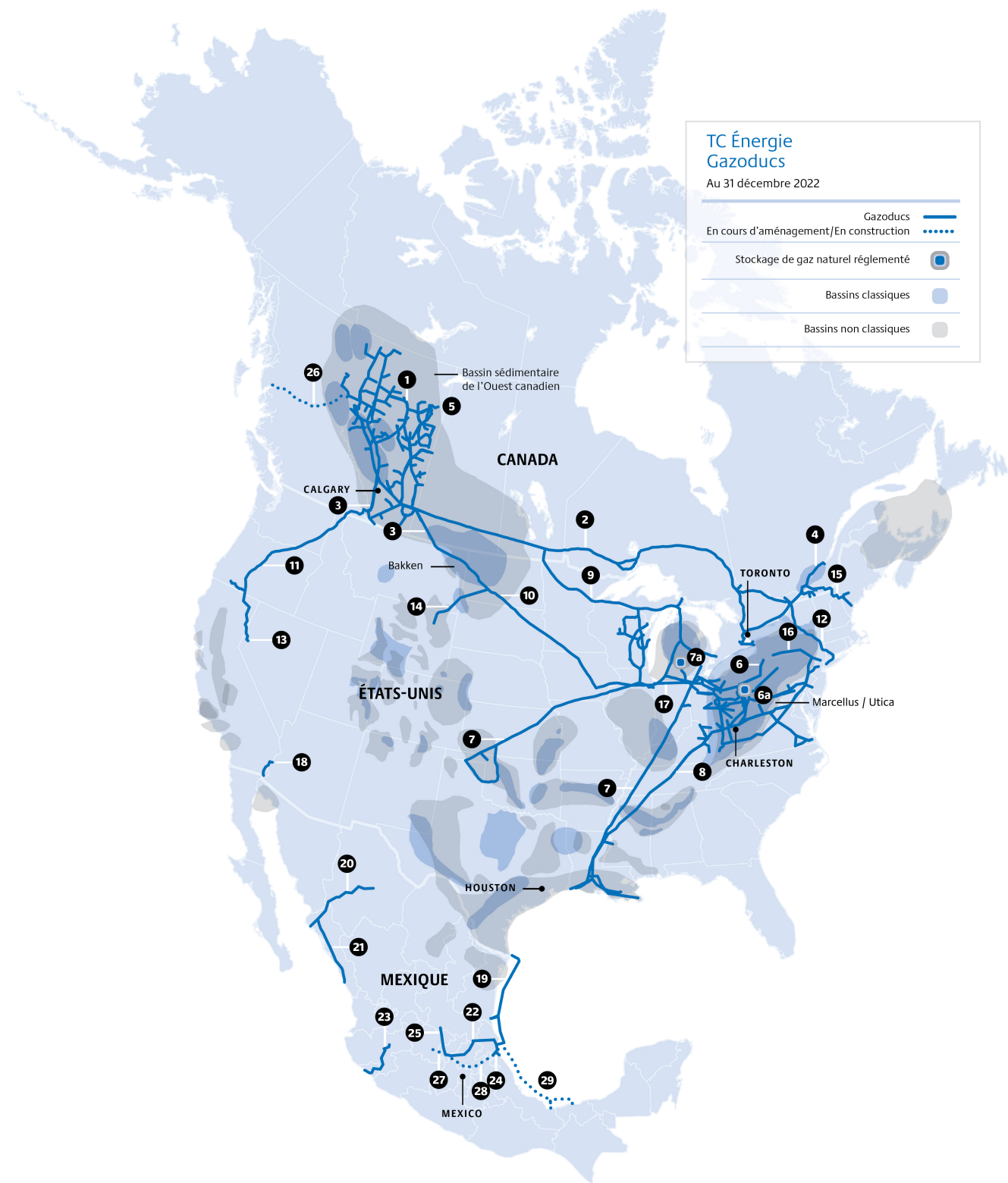
Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin 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 titulaires 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 cibles d'entreprise en matière de durabilité et de facteurs ESG, qui comprennent notamment la réduction de l'intensité des émissions de GES.

En 2023, 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, de nouveaux investissements dans le réseau de NGTL, l'installation des composantes mécaniques du gazoduc Coast GasLink, ainsi que l'achèvement et la mise en route de projets de gazoducs aux États-Unis. Nous continuerons également 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 non assujettis à la réglementation, 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	24 631 km (15 305 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 de l'est du Canada et qui s'interconnecte avec des installations aux États-Unis.	100 %
3	Foothills	1 237 km (769 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 »)	649 km (403 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 %
	Portion canadienne de Great Lakes ¹	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				
6	Columbia Gas	18 768 km (11 662 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.	100 %
6a	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 aussi une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	100 %
7	ANR	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 %
7a	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).	
8	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.	100 %
9	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 %
10	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 %
11	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 %
12	Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
13	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 %

	Longueur	Description	Participation
14 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 %
15 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 %
16 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 %
17 Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
18 North Baja	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			
19 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 %
20 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 %
21 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 de Topolobampo à El Oro.	100 %
22 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 %
23 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 %
24 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 %
25 Villa de Reyes – tronçon nord	206 km (128 milles)	Le tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes est raccordé à notre gazoduc de Tamazunchale et à des réseaux appartenant à des tiers pour acheminer du gaz vers une centrale électrique de Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí.	100 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
26 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 en construction situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	35 %
Installations du réseau de NGTL pour 2023 ^{1,2}	168 km (105 milles)	Composantes du programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2021, du programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2022, du programme de livraison parcours ouest du réseau de NGTL et de Foothills et de l'expansion intrabassin du réseau de NGTL de 2023 ainsi que d'autres installations. Les dates de mise en service devraient commencer en 2023.	100 %

	Longueur	Description	Participation
Gazoducs aux États-Unis			
North Baja XPress ³	s.o.	Projet d'expansion à North Baja afin de soutenir la demande accrue de la clientèle en Arizona et en Californie, dont la mise en service est prévue pour 2023.	100 %
Alberta XPress ³	s.o.	Projet d'expansion d'ANR comprenant la modification et l'ajout de postes de compression, mis en service en janvier 2023.	100 %
Gazoducs au Mexique			
27 Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud	230 km (143 milles)	Ces tronçons seront raccordés au tronçon nord en exploitation des gazoducs Villa de Reyes et de Tula. L'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral a été achevée en 2022.	100 %
28 Tula – tronçon central et tronçon ouest	200 km (124 milles)	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.	100 %
29 Gazoduc Southeast Gateway	715 km (444 milles)	Gazoduc extracôtier qui sera raccordé au gazoduc de 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 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
Installations du réseau de NGTL pour 2023, 2024, 2025 et par la suite ^{1,2}	96 km (60 milles)	Composantes du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills et de l'expansion intrabassin du réseau de NGTL de 2023, dont les dates de mise en service devraient commencer en 2023, et le projet VNBR devant être mis en service en 2026.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
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.	100 %
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 %
GTN XPress ³	s.o.	Projet d'expansion de GTN comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. Les mises en service devraient avoir lieu en 2023 et 2024.	100 %
Projet d'électrification en Virginie 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, y compris la conversion à l'électricité. La mise en service est prévue pour 2024.	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 Gillis Access ^{1,2}	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 en 2024.	100 %
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 en 2025.	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 Le projet comprend la modification et l'ajout de postes de compression, mais aucun prolongement des canalisations.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur des gazoducs au 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 la construction est en cours.

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 transportés. 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 expéditeurs 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

Le gazoduc Coastal GasLink, d'une longueur de 670 km (416 milles), est un projet actuellement en construction dont la capacité initiale sera d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j). Une fois achevé, le gazoduc acheminera le gaz naturel à partir d'un point de réception dans la région de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à une usine de liquéfaction de gaz naturel située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. L'usine de GNL, qui appartient à LNG Canada, est aussi en construction actuellement. 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.

Le projet de gazoduc Coastal GasLink est réalisé à environ 84 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 96 % et les canalisations ont été soudées, abaissées et remblayées sur plus de 510 km. Des activités de remise en état sont en cours à plusieurs endroits.

Le 28 juillet 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 ententes révisées prévoient une nouvelle date cible d'achèvement des travaux mécaniques, soit le 31 décembre 2023, et une nouvelle estimation des coûts en capital du projet qui reflète, entre autres, l'élargissement de la portée du projet et les effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP.

Après la signature des ententes de juillet 2022, le projet a fait face à d'importantes pressions en matière de coûts reflétant la conjoncture difficile du marché du travail dans l'Ouest canadien, les pénuries de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence des performances moindres des entrepreneurs et les différends, ainsi que d'autres événements imprévus, notamment les sécheresses, l'érosion et les difficultés à contrôler les sédiments. Une analyse détaillée des risques liés aux coûts et à l'échéancier (l'« analyse des risques ») a été réalisée afin d'évaluer la conjoncture actuelle du marché et les risques et incertitudes potentiels touchant le reste de la portée du projet. Par suite de l'analyse des risques, l'estimation des coûts jusqu'à l'achèvement du gazoduc a été portée à environ 14,5 milliards de dollars. Cette estimation ne tient pas compte d'éventuels recouvrements de coûts et comprend des provisions pour éventualités liées à certains facteurs hors du contrôle de Coastal GasLink LP, comme les conditions de travail, les performances moindres des entrepreneurs et les événements liés aux conditions météorologiques. Selon le plan de travail, l'achèvement des travaux mécaniques est toujours prévu d'ici la fin de 2023, tandis que les travaux de mise en service et de restauration se poursuivront en 2024 et en 2025. TC Énergie prévoit financer les coûts de projet supplémentaires et elle recherche activement des facteurs d'atténuation et des recouvrements qui pourraient compenser une partie de ces coûts, dont certains ne seront déterminés définitivement qu'après la mise en service du gazoduc. L'analyse des risques tient également compte de l'incidence possible d'une prolongation de la construction en 2024. Le cas échéant, les coûts augmenteraient d'un montant pouvant atteindre 1,2 milliard de dollars.

Cette révision à la hausse de l'estimation des coûts en capital du projet et nos exigences de financement correspondantes étaient des indicateurs 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 que la juste valeur de notre investissement était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une autre perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP et nous avons ainsi comptabilisé une dépréciation de 3,0 milliards de dollars avant les impôts (2,6 milliards de dollars après les impôts) au quatrième trimestre de 2022. Au 31 décembre 2022, la valeur comptable de notre participation dans Coastal GasLink LP, avant dépréciation, se composait des montants affectés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (2,8 milliards de dollars) et des prêts à des sociétés liées (250 millions de dollars), dont le solde a été ramené à zéro. En raison des dispositions de financement contenues dans les ententes de juillet 2022, nous prévoyons financer un montant supplémentaire de 3,3 milliards de dollars découlant de l'estimation révisée du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et une partie importante de cet investissement futur dans Coastal GasLink LP devrait subir une dépréciation. Nous continuerons d'évaluer les baisses durables de la juste valeur de notre participation et l'ampleur des charges de dépréciation supplémentaires, le cas échéant, dépendra de notre évaluation effectuée à la date de clôture visée. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

Dorénavant, les coûts du projet seront financés en partie par les facilités de crédit dédiées au projet existantes, dont le montant disponible total révisé est de 8,4 milliards de dollars par suite d'un rehaussement de 1,6 milliard de dollars au troisième trimestre de 2022. Les capitaux supplémentaires requis pour financer la construction du gazoduc proviendront d'abord d'une convention de prêt subordonné entre TC Énergie et Coastal GasLink LP, établie initialement au quatrième trimestre de 2021 puis modifiée en juillet 2022. À la suite de cette modification, les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur cet emprunt 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 auront été déterminés. Nous prévoyons financer, sauf dans certaines conditions, la majeure partie des apports de capitaux propres additionnels requis en raison de l'augmentation du coût en capital, conformément aux modalités contractuelles, ce qui ne modifiera pas notre participation de 35 %. Au 31 décembre 2022, le montant total consenti aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,3 milliard de dollars et l'encours à 250 millions de dollars, avant la dépréciation susmentionnée. Le montant total consenti aux termes de cet emprunt augmentera le cas échéant afin de soutenir les besoins de financement supplémentaire, estimés à 3,3 milliards de dollars, jusqu'à la fin des travaux de construction du gazoduc Coastal GasLink. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée du projet s'élèvera à environ 5,4 milliards de dollars, compte tenu des apports comptabilisés jusqu'à la fin de 2022.

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

Réseau de NGTL

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 3,0 milliards de dollars.

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 3,5 milliards de dollars en raison des retards dus au processus réglementaire et aux conditions météorologiques ainsi que des pressions inflationnistes pendant les travaux. Au 31 décembre 2022, des installations du programme à hauteur de 3,0 milliards de dollars ont été mises en service, ce qui a ajouté une capacité de 1,4 PJ/j (1,3 Gpi³/j) au réseau de NGTL. Les installations requises pour obtenir la capacité résiduelle devraient être mises en service au premier trimestre de 2023.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022 consiste à installer environ 166 km (103 milles) de nouveaux gazoducs, un poste de compression et les installations connexes, et il devrait doter 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. Les pressions inflationnistes et les retards dus au processus réglementaire ont contribué à hausser le coût du programme, lequel est maintenant estimé à 1,5 milliard de dollars. Au 31 décembre 2022, des installations à hauteur de 0,6 milliard de dollars ont été mises en service et les autres installations devraient l'être au premier semestre de 2023.

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

Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills est un projet d'expansion sur plusieurs années des réseaux de NGTL et de Foothills qui vise à faciliter l'accroissement de la capacité d'exportation 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). En 2022, la construction de trois des six tronçons du gazoduc a débuté; un tronçon a été mis en service au quatrième trimestre de 2022 et la construction des deux autres tronçons se poursuivra en 2023. Les principales approbations réglementaires ont été obtenues et certains permis accessoires requis sont encore en instance et devraient être obtenus au premier semestre de 2023. En raison de la complexité des terrains, des pressions inflationnistes, des retards dans l'obtention des permis et des autres conditions d'obtention de permis, le coût du programme est estimé à 1,6 milliard de dollars. Au 31 décembre 2022, des installations à hauteur de 0,3 milliard de dollars ont été mises en service et toutes les autres installations devraient l'être au cours de 2023, sous réserve de l'obtention des permis accessoires en temps voulu.

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 0,6 milliard de dollars. Les travaux de construction ont débuté en 2022, pour une mise en service à la fin de 2023.

Projet Valhalla North et Berland River

En novembre 2022, nous avons donné notre aval au projet VNBR, qui répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés, ajoutant au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 527 TJ/j (500 Mpi³/j) et 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. Une demande à l'égard du projet devrait être soumise à la REC au troisième trimestre de 2023 et la mise en service est attendue en 2026, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation.

Réseau principal au Canada

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, le réseau principal au Canada a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,2 milliard de dollars.

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 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)	2022	2021	2020
Réseau de NGTL	1 853	1 649	1 509
Réseau principal au Canada	770	838	911
Autres gazoducs au Canada ¹	183	188	146
BAIIA comparable	2 806	2 675	2 566
Amortissement	(1 198)	(1 226)	(1 273)
BAIL comparable	1 608	1 449	1 293
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	(3 048)	—	—
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	364
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(1 440)	1 449	1 657

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP, de la portion canadienne du gazoduc Great Lakes et de notre investissement dans TQM, les produits d'aménagement de Coastal GasLink ainsi 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) le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a représenté un recul de 2 889 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021 et avait diminué de 208 millions de dollars en 2021 comparativement à 2020. Ces sommes comprenaient les postes particuliers suivants qui ont été exclus du calcul du BAIL comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation de 3,0 milliards de dollars, avant les impôts, en 2022 au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information;
- un gain de 364 millions de dollars, avant les impôts, en 2020 sur la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement selon le RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	708	631	565
Réseau principal au Canada	223	213	160
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	17 493	15 560	14 070
Réseau principal au Canada	3 735	3 724	3 673

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 77 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, où il avait été supérieur de 66 millions de dollars à celui de 2020. 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 10 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021, en raison des revenus incitatifs à la hausse. Le bénéfice net de 2021 s'est accru de 53 millions de dollars comparativement à 2020, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs et l'élimination de notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts prévue dans le règlement précédent qui a pris fin en 2020. 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. En 2020, il était exploité aux termes de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014. Les modalités de ce règlement antérieur prévoyaient un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts servant à réduire les besoins en produits.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable des gazoducs au 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 :

- l'augmentation des charges financières et de l'amortissement traités à titre de coûts transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- la baisse de l'amortissement traité à titre de coûts transférables, en partie compensée par l'augmentation des impôts sur le bénéfice et des charges financières transférés et 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.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2021 avait été supérieur de 109 millions de dollars à celui de 2020, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables, ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- les produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink, dont la comptabilisation a commencé au deuxième trimestre de 2020;
- la baisse de l'amortissement et des charges financières traités à titre de coûts transférables, en partie compensée par l'augmentation des impôts sur le bénéfice transférés, l'accroissement des revenus incitatifs et l'élimination de l'apport de TC Énergie relativement au réseau principal au Canada.

Amortissement

En 2022, l'amortissement a été inférieur de 28 millions de dollars à celui de 2021, où il avait été inférieur de 47 millions de dollars à celui de 2020, 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 2023, le BAIIA comparable et le résultat comparable des gazoducs au Canada devraient être supérieurs à ceux de 2022, 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. 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.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré au total 3,3 milliards de dollars en 2022 à nos projets de croissance et aux investissements de maintien de notre secteur des gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 2,8 milliards de dollars en 2023; elles 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 1,4 milliard de dollars à notre participation dans Coastal GasLink LP en 2022 et nous sommes tenus de faire un apport additionnel de 0,5 milliard de dollars en 2023, en lien surtout avec les versements relatifs aux apports de capitaux propres à titre de coentrepreneur conformément aux ententes de juillet 2022 conclues avec Coastal GasLink LP. Nous prévoyons également effectuer des apports supplémentaires en lien avec le coût en capital estimatif révisé du projet en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions sur le projet Coastal GasLink.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AUX 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 diffusé des règlements qui régissent, entre autres, les pressions manométriques maximales de service, les patrouilles des pipelines et les activités de détection de fuites, la sensibilisation du public, les procédures d'exploitation et d'entretien, les compétences des exploitants, la profondeur minimale requise et les mesures en cas d'urgence. En outre, la PHMSA a établi des règlements qui obligent les exploitants de pipelines à élaborer et à mettre en œuvre des programmes de gestion de l'intégrité pour certains gazoducs qui, en cas de fuite ou de bris, pourraient contaminer des zones sujettes à des conséquences graves, c'est-à-dire des zones où un déversement pourrait avoir les conséquences les plus néfastes, notamment les zones densément peuplées.

En 2016, la PHMSA a proposé de nouvelles règles pour réviser les règles fédérales en matière de sécurité des pipelines et publié un avis de projet de réglementation visant les lignes de transport et de collecte de gaz naturel terrestre, lequel impose des exigences plus strictes aux exploitants en ce qui concerne les inspections, les rapports et la gestion de l'intégrité. La règle, désignée couramment en tant que « Méga-règle sur le gaz », a été publiée en trois parties distinctes portant sur ce qui suit : 1) la confirmation des pressions manométriques maximales de service et les évaluations exhaustives de l'intégrité des zones à l'extérieur des zones sujettes à des conséquences graves (conséquences modérées); 2) les critères additionnels de réparation dans le cadre de la gestion de l'intégrité, les inspections de la corrosion et le contrôle de la corrosion; et 3) la définition exhaustive des lignes de collecte relevant de plusieurs compétences. La première de ces trois parties et la plus importante d'entre toutes, qui se rapporte à la confirmation des pressions manométriques maximales de service, a été publiée à titre de règle définitive en octobre 2019. La première partie a été suivie par la règle afférente à la définition des lignes de collecte (troisième partie), qui a été publiée à titre de règle définitive en novembre 2021. Enfin, la deuxième partie ayant été publiée en août 2022 qui se rapporte aux critères additionnels de réparation dans le cadre de la gestion de l'intégrité et les inspections de la corrosion vient compléter la Méga-règle sur le gaz. Comme toutes les parties de la Méga-règle sur le gaz ont été adoptées, nous poursuivons l'évaluation des conséquences cumulatives sur l'exploitation et sur notre situation financière qu'auront ses nombreuses révisions à venir et la nouvelle terminologie, particulièrement en ce qui a trait aux aspects associés à la période de mise en œuvre de 15 ans de la première partie qui a débuté en juillet 2020, et pour laquelle nous cherchons à recouvrer les coûts.

En plus des règles importantes décrites précédemment, une nouvelle loi sur la sécurité des pipelines a été promulguée en décembre 2020. Elle rétablit l'autorisation de la PHMSA et de son programme de sécurité des pipelines aux termes de la loi intitulée *2016 Pipeline Safety Act* qui avait expiré à la fin de septembre 2019. Nous en sommes actuellement à évaluer les conséquences de cette nouvelle loi, qui englobe des directives à l'intention des activités de transport de gaz naturel imposant des cibles en matière de réduction des émissions de méthane.

Finalement, la règle sur les normes minimales de détection des bris et l'installation de vannes a été promulguée à titre de règle définitive en avril 2022. La règle non rétroactive sur la détection des bris et les mesures d'urgence définit les cas où l'installation de vannes de fermeture automatique, de vannes télécommandées ou de valves manuelles est obligatoire pour les nouveaux gazoducs ou certains remplacements de canalisations d'un diamètre de 6 pouces ou plus qui répondent à une exigence quant à la longueur cumulée. La règle cible principalement les emplacements de catégorie 3 et 4 et les zones sujettes à des conséquences graves, mais comprend également des directives plus strictes sur le temps de réaction et la capacité du système Supervisory Control and Data Acquisition à détecter les bris potentiels, à les localiser et à les signaler aux contrôleurs d'acheminement du gaz. En outre, la PHMSA recourt à des protocoles d'intervention en cas d'urgence, notamment l'obligation d'isoler toute décharge de gaz dans un délai de 30 minutes à compter du moment où un bris a été signalé.

FAITS MARQUANTS

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

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

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

ANR a déposé, en janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport d'ANR à compter du 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. En novembre 2022, ANR a avisé la FERC qu'elle avait conclu un règlement de principe avec ses clients. En janvier 2023, le juge administratif présidant l'audience a certifié le caractère non contentieux du règlement et a recommandé à la FERC de l'approuver. Bien qu'aucun délai ne soit imposé à la FERC relativement au règlement, d'après les délais d'approbation d'autres dossiers tarifaires récents, nous nous attendons à recevoir l'approbation du règlement par la FERC au début de 2023.

Règlement tarifaire de Great Lakes

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

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

Acquisition visant KO Transmission

Le 28 avril 2022, nous avons approuvé l'acquisition d'actifs de KO Transmission d'une valeur d'environ 80 millions de dollars US, lesquels doivent être intégrés à notre gazoduc Columbia Gas. L'empreinte accrue devrait fournir une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de Columbia Gas vers les marchés en plein essor des sociétés de distribution locales du nord du Kentucky et du sud de l'Ohio ainsi qu'une plateforme pour les dépenses d'investissement futures, y compris la conversion future de centrales électriques alimentées au charbon dans la région. La FERC a approuvé l'acquisition en novembre 2022 et la transaction a été conclue en février 2023.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de GNR. Ces centres sont conçus de manière à 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 sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Projet Alberta XPress

Le projet Alberta XPress est une extension d'ANR qui utilise la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour relier l'offre croissante du BSOC aux marchés d'exportation du GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Ce projet a été mis en service en janvier 2023.

Projet Louisiana XPress

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

Projets Elwood Power et Wisconsin Access

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

Projet Gillis Access

En novembre 2022, nous avons approuvé l'aménagement du projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 1,5 Gpi³/j qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, avec les marchés ailleurs en Louisiane. Le système collecteur de 68 km (42 miles) en Louisiane permettra également au marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide, d'accéder à la production de gaz naturel en provenance de Haynesville et constituera une plateforme en vue de la croissance future dans les marchés du sud-est de la Louisiane. La mise en service du projet est prévue en 2024 et son coût total est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

En février 2023, nous avons approuvé le prolongement du projet Gillis Access, soit sur 63 km (39 milles) et d'une capacité de 1,4 Gpi³/j, ce qui permettra d'acheminer plus de gaz en provenance du bassin Haynesville, à Gillis. Le projet devrait être mis en service en 2025 à un coût total estimé à 0,3 milliard de dollars US, sous réserve d'une décision d'investissement finale.

Projet Ventura XPress

En décembre 2022, nous avons approuvé le projet Ventura XPress, une série de projets d'ANR devant améliorer la fiabilité du réseau de base et offrir des services de transport contractuels à long terme supplémentaires vers un point de livraison du gazoduc de Northern Border situé à Ventura, en Iowa. Il est prévu que ce projet soit mis en service en 2025 pour un coût total estimé à 0,2 milliard de dollars US.

RÉSULTATS FINANCIERS

En mars 2021, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie (l'« acquisition de TC PipeLines, LP »). Les résultats de TC PipeLines, LP pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et les résultats comparatifs de 2020 reflètent la participation que nous détenions dans huit gazoducs avant l'acquisition.

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 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)	2022	2021	2020
Columbia Gas	1 511	1 529	1 305
ANR	582	592	512
Columbia Gulf	207	220	195
GTN ^{1,2}	184	139	—
Great Lakes ^{1,3}	178	158	91
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,4}	441	313	117
TC PipeLines, LP ^{1,5}	—	24	119
Participations sans contrôle ⁵	39	100	375
BAIIA comparable	3 142	3 075	2 714
Amortissement	(681)	(630)	(597)
BAIL comparable	2 461	2 445	2 117
Incidence du change	742	620	720
BAIL comparable (en dollars CA)	3 203	3 065	2 837
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	(571)	—	—
Activités de gestion des risques	(15)	6	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	2 617	3 071	2 837

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis de 2022 a été inférieur de 454 millions de dollars à celui de 2021, où il avait été supérieur de 234 millions de dollars à celui de 2020. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars, avant les impôts, au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques » pour obtenir des précisions;
- 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 2022 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport à 2021, alors que l'affaiblissement du dollar américain en 2021 avait eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à celui de 2020.

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 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 des gazoducs aux 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;
- une diminution du résultat par suite de certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022 liés aux reports réglementaires, contrée en partie par le résultat supérieur découlant de 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis en 2021 a été supérieur de 361 millions de dollars US à celui de 2020. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} février 2021 conformément au règlement tarifaire non contentieux de Columbia Gas;
- les résultats accrus inscrits par nos actifs du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui tiennent compte de l'incidence des périodes de grand froid ayant sévi en 2021 dans bon nombre des régions où nous exerçons des activités aux États-Unis;
- l'accroissement du résultat de notre entreprise d'exploitation minière grâce à la hausse des prix des produits de base;
- le résultat supplémentaire découlant de la capitalisation accrue des coûts de maintien de l'intégrité des gazoducs et de l'apport des projets de croissance mis en service, principalement sur le réseau de Columbia Gas et celui d'ANR, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers.

L'incidence favorable sur le résultat comparable de l'acquisition de TC PipeLines, LP indiquée ci-dessus se traduit par une réduction du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé des résultats.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 51 millions de dollars US en 2022 par rapport à 2021, et il avait été en 2021 supérieur de 33 millions de dollars US à celui de 2020, essentiellement sous l'effet des nouveaux projets mis en service.

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 des gazoducs aux États-Unis en 2023 devrait se situer au même niveau que celui de 2022. Cette stabilité est attribuable, entre autres, à l'achèvement en 2022 et en 2023 de projets d'expansion des réseaux d'ANR et de Columbia Gulf et à la hausse des produits d'ANR étant donné que les tarifs de transport plus élevés seront en vigueur pendant l'exercice complet lorsque le règlement tarifaire non contentieux déposé auprès de la FERC en vertu de l'article 4 sera approuvé. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons que nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2022. 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 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 d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 1,7 milliard de dollars US en 2022 dans nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer encore une somme d'environ 1,9 milliard de dollars US en 2023 essentiellement aux projets d'expansion de Gillis Access, de North Baja 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.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU 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 avec la CFE

Le 4 août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente a permis aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'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.

L'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes a été achevée au deuxième trimestre de 2022, tandis que la mise en service commerciale de Villa de Reyes Nord et de Tula Est a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons avec la CFE et nous prévoyons que la mise en service commerciale des tronçons latéral et sud du gazoduc Villa de Reyes aura lieu en 2023. Nous avons également convenu d'aménager et de terminer conjointement la construction du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale qui devrait être rendue au cours du premier semestre de 2023. Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE sur le tronçon ouest du gazoduc de Tula à obtenir les droits de passage dont nous avons besoin et à régler les questions juridiques.

Sous réserve des approbations réglementaires de la commission de la concurrence économique et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH devrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

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 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)	2022	2021	2020
TGNH ¹	164	118	120
Topolobampo	161	161	159
Sur de Texas ²	112	113	171
Guadalajara	73	71	64
Mazatlán	67	70	70
BAIIA comparable	577	533	584
Amortissement	(76)	(86)	(87)
BAII comparable	501	447	497
Incidence du change	153	110	172
BAII comparable (en dollars CA)	654	557	669
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	(163)	—	—
Résultat sectoriel (en dollars CA)	491	557	669

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

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

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique en 2022 a été inférieur de 66 millions de dollars à celui de 2021 et il comprend l'effet d'une provision pour pertes sur créances attendues de 163 millions de dollars relative à l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et à certains actifs sur contrats. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, une provision pour pertes sur créances attendues doit être comptabilisée au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent pas les pertes réelles ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes du contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu ces variations latentes de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions sur les provisions pour pertes sur créances attendues. Le raffermissement du dollar américain en 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique par rapport à 2021.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique en 2021 a été inférieur de 112 millions de dollars à celui de 2020. L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos activités mexicaines en dollars canadiens comparativement à 2020.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au 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.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique de 2021 a été inférieur de 51 millions de dollars US à celui de 2020, en raison principalement des éléments suivants :

- la diminution de notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas imputable aux frais non récurrents de 55 millions de dollars US comptabilisés en 2020 par suite de la construction du projet;
- l'augmentation du résultat de Guadalajara après l'inversion du sens du gazoduc mise en service en 2020.

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 américains. En juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme libellé en dollars américains non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars américains 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 2022 par rapport à celui de 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la comptabilisation de Tamazunchale suivant la conclusion du nouveau 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. L'amortissement de l'exercice 2021 a été semblable à celui de 2020.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable des gazoducs au 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 2023 devrait être supérieur à celui de 2022 grâce aux produits tirés du tronçon nord de Villa de Reyes et du tronçon est de Tula pour un exercice complet, ces tronçons ayant été mis en service au troisième trimestre de 2022 en vertu du nouveau contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé un total de 0,8 milliard de dollars US en 2022, somme qui a été consacrée principalement à la construction des gazoducs Southeast Gateway, Villa de Reyes et Tula ainsi qu'à l'achèvement de tronçons précis des gazoducs de Villa de Reyes et de Tula en 2023. Les dépenses d'investissement qui serviront à poursuivre les travaux de construction des gazoducs Southeast Gateway, Villa de Reyes et Tula devraient s'élever à 2,1 milliards de dollars US.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 109 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 et de notre analyse de scénarios qui se déroulent une fois l'an, nous surveillons divers signaux quant au rythme de la transition énergétique et à son ampleur et nous restons à l'affût de revirements importants susceptibles de poser une menace ou de susciter des occasions. Il y a lieu de consulter la rubrique portant sur le TCFD de notre fiche technique sur les facteurs ESG pour un complément d'information sur notre gestion des risques de marché associés aux changements climatiques et aux occasions qui se présentent.

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 pipelinrière

En dernière analyse, c'est la demande de capacité pipelinrière 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 de réglementation 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

L'infrastructure de nos pipelines de liquides achemine du pétrole brut canadien depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux principaux marchés de raffinage et d'exportation situés dans le Midwest des États-Unis et le long de la côte américaine du golfe du Mexique. Elle offre aussi des services de transport aux États-Unis entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Nos pipelines de liquides transportent également du pétrole depuis Fort McMurray jusqu'au marché de la région d'Edmonton/Heartland.

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 – plus de 460 km (287 milles).

Stratégie

Nous restons déterminés à optimiser notre infrastructure de pipelines de liquides de façon sécuritaire et fiable. Nous continuons d'accroître notre offre de services de transport, ce qui ajoute de la valeur à nos activités. Nous avons l'intention d'utiliser notre infrastructure concurrentielle existante pour stimuler des occasions de croissance dans les corridors afin d'offrir à nos clients un plus vaste choix et un meilleur accès aux marchés.

Les facteurs ESG comptent pour beaucoup dans notre stratégie. Nous sommes résolus à faire croître notre secteur des pipelines de liquides pour contribuer à la transition énergétique qui s'opère dans le monde. Comme la production d'électricité à faibles émissions de carbone est appelée à croître considérablement, nos objectifs de décarbonation pourraient reposer sur nos pipelines de liquides.

Faits récents

- construction presque achevée de l'oléoduc Port Neches Link et mise en service prévue au premier trimestre de 2023;
- commercialisation de volumes contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 représentant 30 000 b/j supplémentaires;
- Transport de volumes records sur le réseau d'oléoducs Keystone.



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation
Pipelines de liquides				
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 324 km (2 687 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 (287 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 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et des terminaux. L'entreprise assure le transport, de façon sécuritaire, du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font des produits pétroliers. Elle offre de plus des services complémentaires comme le stockage à des terminaux afin d'offrir aux clients une grande souplesse en matière de livraison tout en maximisant la valeur de nos actifs pipeliniers. Le secteur des pipelines de liquides compte également une entreprise de commercialisation non réglementée.

Nous vendons une capacité de transport par pipelines à nos clients, capacité qui est généralement visée par des contrats à long terme, ce qui nous permet de dégager des revenus stables 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 recouvrés principalement par le truchement de la tarification variable au moyen des coûts transférés. La capacité pipelinrière non visée par des contrats est offerte sur le marché mensuellement au comptant et lors d'invitations à soumissionner conformément aux exigences réglementaires, ce qui représente des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage de liquides aux terminaux en contrepartie de paiements de frais fixes.

Notre réseau de pipelines et les installations connexes sont assujettis à la réglementation de la REC, de l'AER, de la FERC, de la PHMSA et de divers organismes étatiques. Ces entités réglementent les activités de construction, d'exploitation et de cessation des activités pipelinrières. LA REC et la FERC réglementent les services de transport de nos réseaux d'oléoducs et il leur revient de surveiller le caractère raisonnable de nos tarifs.

Réseau d'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 centre des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique. Il assure également le transport du pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique, par le truchement d'un contrat de location intervenu avec Marketlink. Le réseau est assujéti aux obligations de transporteur public imposées par la REC et la FERC du fait qu'il est exploité au Canada et aux États-Unis, respectivement.

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 Fort McMurray jusqu'au marché de 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 la gestion des dépenses, nous prévoyons que la demande pour le pétrole brut s'intensifiera au cours des 30 prochaines années du fait de la croissance de la population mondiale et de l'expansion économique. L'offre de brut d'Amérique du Nord, y compris en provenance du BSOC, est essentielle pour soutenir cette demande future.

Perspective de l'offre

Canada

Avec plus de 160 milliards de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et dans les sables bitumineux qui se trouvent principalement en Alberta, le Canada se classe au troisième rang pour ce qui est de l'ampleur de ses réserves de pétrole brut. La production de pétrole brut du BSOC en 2022 s'est chiffrée à environ 4,6 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre plus de 5 millions de b/j d'ici 2035. La forte production tirée des sables bitumineux constitue la majeure partie de l'offre de brut de l'Ouest canadien, puisqu'elle représente environ 3,3 millions de b/j; c'est une source d'approvisionnement favorable en raison de sa stabilité, de la durée de vie de plusieurs dizaines d'années des réserves et de l'amélioration rapide de la performance au chapitre des coûts et de la protection environnementale.

États-Unis

Les États-Unis sont l'un des plus gros producteurs de pétrole brut du monde : la production américaine s'est chiffrée à environ 12 millions de b/j en 2022. La plus grande partie de la production de pétrole brut américain sur le continent provient des zones de production suivantes : le bassin permien, Williston, Eagle Ford et Niobrara, réservoirs étanches d'où l'on tire du pétrole léger. Étant donné que la capacité de traitement de pétrole léger est entièrement utilisée aux États-Unis, les débouchés pour la production de pétrole léger de réservoirs étanches se trouvent généralement du côté des marchés d'exportation. 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 permettra la production économique d'un éventail maximisé de produits raffinés. D'ici 2035, nous prévoyons que les États-Unis exporteront plus de 5 millions de b/j de brut léger et importeront environ 4 millions de b/j de brut lourd.

Demande

La demande de pétrole brut en Amérique du Nord provient principalement des États-Unis, avec une capacité de raffinage de plus de 16 millions de b/j). La production de brut lourd au Canada revêt une importance stratégique pour le secteur américain du raffinage. Nombre de raffineurs du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique traitent une grande variété de types de brut; ils ont toutefois injecté des capitaux considérables pour traiter le brut lourd. L'accès à un approvisionnement abondant de gaz naturel à faible coût, la proximité de l'offre de pétrole brut léger et lourd, les économies d'échelle et l'accès facile aux marchés sont autant de facteurs qui ont permis aux raffineries de ces régions d'être les plus rentables du monde.

La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et devrait rester solide dans un avenir prévisible. Alors que le Canada et le Mexique sont les principaux fournisseurs de brut lourd aux États-Unis, la production de pétrole au Mexique ne devrait pas connaître de croissance notable dans un proche avenir. Il s'agit donc là de l'occasion rêvée, pour le Canada, de rester le plus important fournisseur de brut lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Priorités stratégiques

Nos réseaux de pipelines de liquides de l'Alberta et d'oléoducs de Keystone positionnent stratégiquement notre secteur des pipelines de liquides pour 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 golfe du Mexique.

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

- à optimiser la valeur et la compétitivité de nos actifs actuels;
- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles;
- à élargir nos services de transport et à les offrir dans des marchés adjacents à ceux où nous sommes déjà présents;
- à garder le cap sur nos objectifs en matière de transition énergétique, dont l'amélioration en matière d'exploitation du réseau et la décarbonation de nos réseaux.

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. La nature cyclique des prix des produits de base peut cependant jouer sur le rythme de l'expansion des activités de nos clients. Cela peut influencer sur la croissance du nombre de projets en cours dans notre secteur, la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières.

Nous sommes d'avis que nos actifs en Alberta 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 sommes d'avis que le secteur des pipelines de liquides est bien positionné pour résister à l'impact des fluctuations à court terme des prix des produits de base et réagir aux mouvements de l'offre et de la demande, tout en assurant le besoin de sécurité énergétique en Amérique du Nord. Nos actifs sont pour la plupart visés par des contrats à long terme, ce qui permet de dégager des revenus stables. 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 qui répondent à leurs besoins. L'emplacement et l'envergure de nos actifs, en se combinant, nous 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.

Les facteurs ESG comptent pour beaucoup dans notre stratégie. Nos activités continueront d'intégrer la durabilité à nos projets ainsi qu'à nos activités d'entretien et d'exploitation, tout en privilégiant l'innovation au sein de notre entreprise, comme la modernisation et la décarbonation de l'infrastructure actuelle de nos pipelines de liquides.

FAITS MARQUANTS

Incident à la borne kilométrique 14

En décembre 2022, un bris dans le prolongement Cushing du réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Des travaux de restauration sont en cours et nous nous sommes engagés à restaurer entièrement le site. Nos efforts de récupération du pétrole se poursuivent et nous avons jusqu'à maintenant récupéré 90 % des 12 937 barils déversés. Les activités sur le tronçon touché ont repris suivant l'approbation du plan de réparation et de redémarrage par la PHMSA. Aux termes d'une ordonnance de mesures correctives, l'oléoduc doit fonctionner selon une pression réduite jusqu'à ce que les conditions soient satisfaites. La cause du rejet fait toujours l'objet d'une enquête.

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, qui ne peuvent être établies à l'heure actuelle. Ce montant, qui a été comptabilisé sur une base non actualisée, représente les coûts estimatifs que nous avons engagés liés aux interventions d'urgence, aux travaux de restauration de l'environnement et à la décontamination requis pour remettre ces lieux en état. Le passif se fonde sur certaines hypothèses comme l'étendue des travaux de restauration, qui pourraient faire l'objet d'une révision dans les périodes ultérieures, ce qui pourrait entraîner une modification de ce montant. Par conséquent, il est raisonnable de penser que nous devrons engager des coûts supplémentaires en sus du montant comptabilisé en charge. À l'heure actuelle, il est toutefois impossible de quantifier les coûts supplémentaires estimatifs.

Nous avons souscrit des polices d'assurance adéquates et il est probable que la majeure partie des coûts estimatifs des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes. Nous avons comptabilisé un actif à hauteur de 650 millions de dollars qui correspond au recouvrement attendu des coûts estimatifs liés aux travaux de restauration de l'environnement. Si des coûts en sus des montants comptabilisés devaient être engagés, ils seront évalués conformément à nos polices d'assurance en vigueur. Nous prévoyons que la presque totalité des travaux de restauration seront achevés dans l'année.

Instances de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, certains clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC selon lesquelles Keystone n'avait pas fourni suffisamment d'information pour étayer ses tarifs variables estimatifs pour 2020 et 2021 et ils ont contesté le caractère juste et raisonnable des tarifs qu'a imputés Keystone datant de 2018 et ceux de 2020 respectivement auprès de la FERC et de la REC.

L'instance de la REC a pris fin en septembre 2022 et, en décembre 2022, la REC a rendu une décision qui s'est traduite par un ajustement non récurrent de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. En janvier 2023, Keystone a déposé une demande de révision et de modification auprès de la REC dans le but de contester le bien-fondé de la décision initiale.

L'audience de la FERC a débuté en juin 2022 pour prendre fin en août, et la recommandation du tribunal doit être rendue au début de 2023.

Invitations à soumissionner en 2019

Près de 20 000 b/j afférents à des contrats à long terme ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 ont été commercialisés en avril 2022, représentant 10 000 b/j supplémentaires en septembre 2022.

Port Neches

La construction de l'oléoduc Port Neches Link, qui raccorde le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches, lequel achemine 630 000 b/j à sa raffinerie de Motiva et à d'autres infrastructures en aval, est presque achevée et sa mise en service est prévue au premier trimestre de 2023.

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 aux termes de laquelle nous cherchons à recouvrer de plus de 15 milliards de dollars US pour compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel relatif au projet d'oléoduc Keystone XL. Cette requête étant à un stade peu avancé, il est actuellement impossible d'établir quelle en sera l'issue définitive ni à quel moment elle sera connue.

Les activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ont débuté en 2022 avec la cession et la préservation d'actifs, se poursuivront en 2023. Nous continuerons de coordonner ces activités avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de s'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)	2022	2021	2020
Réseau d'oléoducs Keystone ¹	1 304	1 448	1 614
Pipelines en Alberta ²	71	87	92
Autres ¹	(9)	(9)	(6)
BAIIA comparable	1 366	1 526	1 700
Amortissement	(329)	(318)	(332)
BAIL comparable	1 037	1 208	1 368
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	118	(2 775)	—
Décision de la REC concernant Keystone	(27)	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(25)	(43)	—
Gain sur la vente de Northern Courier	—	13	—
Activités de gestion des risques	20	(3)	(9)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 123	(1 600)	1 359
BAIIA comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	383	417	418
Dollars US	754	884	955
Incidence du change	229	225	327
BAIIA comparable	1 366	1 526	1 700

- 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 des pipelines de liquides a augmenté de 2,7 milliards de dollars en 2022 par rapport à 2021, et il avait diminué de 3,0 milliards de dollars en 2021 par rapport à 2020. Ces chiffres tiennent compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,8 milliards de dollars avant les 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 ajustement de 118 millions de dollars, avant les impôts, en 2022 au titre de la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 se rapportant à un gain sur la vente des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL et à une diminution du montant estimatif afférent aux obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon;
- une charge de 27 millions de dollars, avant les 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 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts de 25 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisés en 2022 (43 millions de dollars en 2021) et se rapportant à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 13 millions de dollars, avant les 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 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités par rapport à 2021, alors que l'affaiblissement du dollar américain en 2021 avait eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens par rapport à 2020.

Le BAIIA comparable du secteur des 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 BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été inférieur de 174 millions de dollars en 2021 à celui de 2020, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la diminution des volumes et la compression des marges sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides attribuable essentiellement à l'élargissement des marges et à l'accroissement des volumes.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars pour l'exercice 2022 comparativement à 2021, ce qui s'explique principalement par le raffermissement du dollar américain. L'amortissement avait diminué de 14 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020 en raison de l'affaiblissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable de 2023 devrait être quelque peu inférieur à celui de 2022 pour le réseau d'oléoducs Keystone, y compris pour notre entreprise de commercialisation des liquides. Cette baisse sera imputable au reclassement afférent à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 de Milepost et à la contraction continue des marges sur le tronçon de l'oléoduc situé sur la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone. Nous prévoyons toutefois être en mesure de mener à bien nos engagements contractuels visant le réseau Keystone.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées en 2022 ont totalisé 0,1 milliard de dollars, et ont été consacrées principalement à des projets d'investissement sur la côte américaine du golfe du Mexique et à nos pipelines en exploitation. Nous prévoyons d'investir environ 0,1 milliard de dollars en 2023.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Pipelines de liquides. Se reporter à la page 109 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 interne 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, 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.

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 faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter du pétrole brut jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépend 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 – Risques d'entreprise ».

Évolution des tendances sur le plan des politiques et exigences relatives aux enjeux ESG

Les gouvernements d'Amérique du Nord modifient leurs normes environnementales et font de leurs objectifs relatifs au climat des priorités essentielles. En même temps, le contexte commercial évolue rapidement et les investisseurs exigent que les sociétés prennent davantage d'engagements à l'égard des facteurs ESG. Il existe un risque que l'évolution des politiques fasse diminuer l'intérêt que suscitent nos services traditionnels, mais le contexte fait aussi naître des occasions de réduire les émissions de GES et de générer ainsi des crédits carbone et des crédits d'énergie renouvelable pour TC Énergie. De nombreux producteurs de pétrole se sont fixés des cibles claires de réduction des GES. Beaucoup d'efforts sont déployés en Amérique du Nord dans le développement de techniques de captage, d'utilisation et de stockage de carbone qui permettront d'atteindre ces cibles.

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur auparavant appelé Énergie et stockage a été renommé Énergie et solutions énergétiques. Ce secteur regroupe des actifs de production d'électricité, des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés ainsi que des nouvelles technologies qui réduisent nos émissions, en plus d'être un partenaire pour nos clients et les autres secteurs qui sont aussi à la recherche de solutions à faibles émissions.

Les activités du secteur Énergie et solutions énergétiques représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 4 300 MW. Ils sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick et sont alimentés au gaz naturel et à l'énergie nucléaire. Ces actifs sont pour la plupart visés par des contrats à long terme. De plus, nous avons une capacité garantie de 600 MW aux États-Unis et de 416 MW au Canada aux termes de CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire. 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.

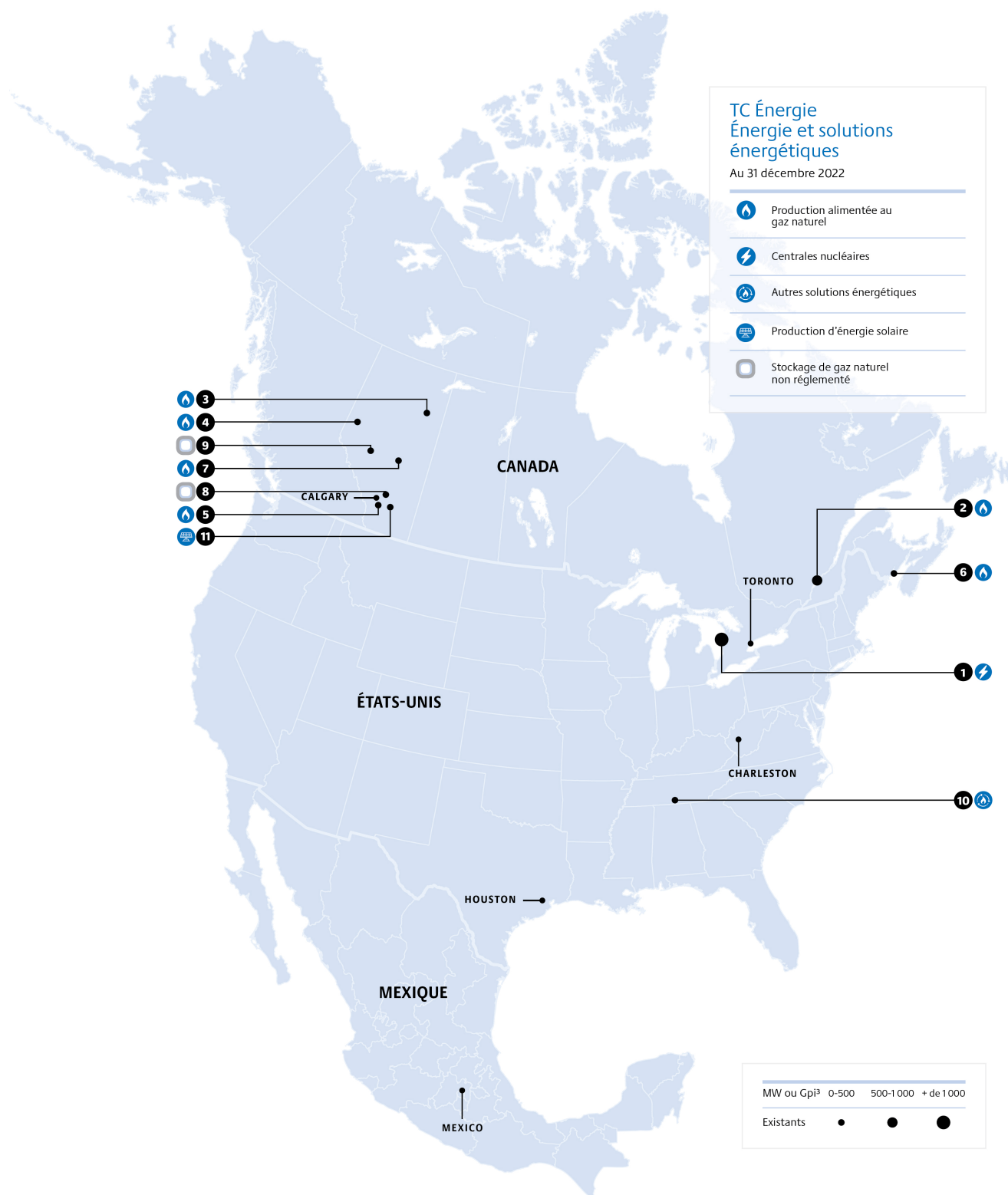
Par ailleurs, nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta.

Stratégie

Notre stratégie consiste à utiliser notre portefeuille concurrentiel en tant que plateforme de croissance de notre secteur Énergie et solutions énergétiques et à améliorer la durée de vie et la fiabilité de nos actifs, toujours en fonction de nos besoins internes et de ceux de notre clientèle. Nous pensons qu'à long terme, à mesure que s'opère la transition énergétique, le besoin d'un approvisionnement fiable se fera grandissant. Nous pouvons jouer un rôle vital dans la transition énergétique en exploitant des occasions de croissance à émissions de carbone nulles, de nouvelles technologies et de nouveaux marchés tout en veillant à la décarbonation de nos actifs actuels.

Faits récents

- Poursuite de l'avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, la SIERE procédant à la vérification de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 3. Par conséquent, ce programme doit débuter au premier trimestre de 2023 pour se terminer en 2026. Le projet de RCP du réacteur 6 se poursuit conformément au budget et au calendrier et doit se terminer au quatrième trimestre de 2023.
- Obtention d'une capacité garantie d'environ 600 MW aux termes de CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire aux États-Unis.
- Début de la construction du projet solaire de Saddlebrook ayant une capacité de production d'énergie solaire de 81 MW.
- Annonce d'un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène à Crossfield, en Alberta.



La capacité de production des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques s'élève à 4 339 MW (quote-part nette revenant à TC Énergie), et 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	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
5	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
6	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick.	100 %
7	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada					
8	Crossfield	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
9	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction					
Autres solutions énergétiques					
10	Lynchburg		GNR	Installation de production de GNR située à Lynchburg, au Tennessee	30 %
11	Centrale solaire de Saddlebrook	81	solaire	Centrale hybride de production d'énergie solaire située près d'Aldersyde, en Alberta	100 %

1 Notre quote-part de la capacité de production.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Installations énergétiques au Canada

Production et commercialisation d'énergie au Canada

Nous détenons 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 quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et nous construisons un projet 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 6 550 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 janvier 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 premier volet du programme d'allongement du cycle de vie correspond au programme de RCP du réacteur 6. La mise à l'arrêt prévue par ce programme a commencé en janvier 2020. Le programme a progressé jusqu'à la dernière partie de l'étape d'installation, tout en respectant le calendrier et le budget, et le réacteur devrait être remis en service au quatrième trimestre de 2023. Le deuxième volet du programme porte sur le réacteur 3. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du RCP de ce réacteur a été vérifiée par la SIERE en mars 2022. Le programme de RCP du réacteur 3 devrait commencer au premier trimestre de 2023 et se terminer en 2026. Le troisième volet du programme porte sur le réacteur 4. L'étape de définition du programme de RCP visant le réacteur 4 a été achevée en juin 2022 et l'étape de préparation est désormais en cours. Une base d'estimation préliminaire (qui comprend le coût initial et un calendrier estimatif) pour le RCP du réacteur 4 a été soumise à la SIERE au quatrième trimestre de 2022. Le dossier définitif suivant la décision d'investissement finale devrait être soumis au quatrième trimestre de 2023. 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. Ce projet 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. Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté le 1^{er} avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2027, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

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 2022, aucune provision n'avait été constituée au titre des efficacités opérationnelles pour la période allant de 2022 à 2024, et aucune efficacité opérationnelle 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 de 416 MW en Alberta et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires tout en contribuant à la réduction de l'intensité de nos émissions de GES et d'offrir des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Installations énergétiques aux États-Unis

Notre entreprise de négociation et de commercialisation de l'énergie et des émissions aux États-Unis offre à nos clients divers produits physiques et financiers dans le respect de notre vision méthodique de la gestion des risques et d'un engagement envers la rigueur financière, le respect de la réglementation et l'excellence opérationnelle.

Conventions d'achat d'électricité – États-Unis

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne et solaire d'environ 600 MW aux États-Unis et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires tout en contribuant à la réduction de l'intensité de nos émissions de GES et d'offrir des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Autres solutions énergétiques

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

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

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

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.

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

L'ACG est une solution de séquestration et de transport du carbone de classe mondiale qui est conçue pour servir une foule de clients et de secteurs d'activité. Fruit de la collaboration entre Pembina et TC Énergie, l'ACG vise à fournir des solutions de séquestration et de transport de CO₂ en Alberta, en mettant à contribution les compétences, l'expérience et le réseau étendu d'infrastructures et d'emprises de pipelines des deux sociétés.

L'ACG explore les possibilités en vue de l'aménagement éventuel de plusieurs carrefours ACG partout dans la province, lesquels seraient conçus pour collecter et stocker, de façon indépendante, sûre et rentable, le CO₂ provenant de clients dans plusieurs secteurs. La vision à long terme est de transporter et de stocker, chaque année, jusqu'à 20 millions de tonnes de CO₂ par l'intermédiaire de plusieurs carrefours en Alberta.

L'ACG s'inscrit dans l'engagement de Pembina et de TC Énergie à l'égard de la diversification des sources d'énergie, de la collaboration sectorielle et d'un avenir plus sobre en carbone qui sera bénéfique pour l'environnement et l'économie de l'Alberta.

FAITS MARQUANTS

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

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

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

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

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement visant des projets d'énergie éolienne, des projets d'énergie solaire et des projets de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés à la portion du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne et des projets d'énergie solaire d'environ 600 MW.

Projet solaire de Saddlebrook

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

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Carrefours de production d'hydrogène

Dans le cadre de notre entente d'aménagement conjoint visant la production conclue avec Nikola, le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment envisager l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale en 2024, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

Réseau carbone de l'Alberta

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait pouvoir transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. L'ACG évalue les possibilités en vue d'éventuellement mettre à profit les infrastructures et les emprises existantes pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Carburants renouvelables de Lynchburg

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

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 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)	2022	2021	2020
Bruce Power ¹	552	397	430
Installations énergétiques au Canada ²	322	253	213
Stockage de gaz naturel et autres	33	19	25
BAIIA comparable	907	669	668
Amortissement	(72)	(78)	(67)
BAII comparable	835	591	601
Postes particuliers :			
Gain (perte) sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	17	(414)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(17)	14	9
Activités de gestion des risques	15	6	(15)
Bénéfice sectoriel	833	628	181

1 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de Bruce Power.

2 Ces données comprennent les résultats de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario jusqu'à leur vente en avril 2020.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 205 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021 et de 447 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- un recouvrement de 17 millions de dollars, avant les impôts, de certains coûts auprès de la SIERE en 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020 (perte avant les impôts de 414 millions de dollars en 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 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.

En 2021, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 1 million de dollars à celui de 2020; cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat des installations de production énergétique au Canada, en raison surtout des marges plus élevées réalisées en 2021, de l'apport des activités de négociation et des résultats sur un exercice complet de notre centrale de cogénération de Mackay River après sa remise en service, en mai 2020, facteurs en partie contrebalancés par la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme en avril 2020;
- la baisse de l'apport de Bruce Power par suite de l'augmentation des charges d'exploitation et de la diminution des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, en partie contrebalancée par la hausse des prix réalisés. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la diminution du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres imputable à l'augmentation des coûts liés à l'expansion des affaires de l'ensemble du secteur, en partie compensée par l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta en 2021.

Amortissement

L'amortissement pour 2022 a diminué de 6 millions de dollars par rapport à 2021, en raison de certains ajustements apportés en 2022. L'amortissement pour 2021 a augmenté de 11 millions de dollars par rapport à 2020, par suite principalement de l'amortissement supplémentaire découlant de l'acquisition, en novembre 2020, de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines et d'autres ajustements inscrits en 2020.

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	2022	2021	2020
(en millions de dollars, sauf indication contraire)			
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAIL comparable :			
Produits ¹	1 848	1 642	1 672
Charges d'exploitation	(924)	(922)	(884)
Amortissement et autres	(372)	(323)	(358)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	552	397	430

Bruce Power – données complémentaires

Capacité disponible des centrales ^{3,4}	86 %	86 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	302	321	276
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	34	22	36
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	20 610	20 542	20 956
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	89 \$	80 \$	80 \$

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

2 Ces données représentent notre participation de 48,3 % dans Bruce Power et les coûts internes engagés pour soutenir cet investissement. Ces données ne tiennent pas compte des gains 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 du réacteur 6.

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en janvier 2020, et le réacteur est maintenant en phase d'installation. En 2022, exclusion faite des réacteurs 6 et 8, 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. En 2020, des travaux d'entretien prévus des réacteurs 3, 4, 5 et 8 ont été réalisés.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques pour 2023 devrait être semblable à celui de 2022 si les prix de l'énergie enregistrés en Alberta en 2022 se maintiennent en 2023. Nous prévoyons que le résultat de Bruce Power sera plus élevé en 2023 qu'en 2022 en raison de l'incidence pour l'exercice complet de la hausse des prix contractuels pour le programme de RCP du réacteur 3 et du plus petit nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, hors RCP, facteurs contrebalancés en partie par le plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation RCP. Le début des travaux d'entretien pour 2023 est actuellement prévu au deuxième trimestre pour le réacteur 4 et au deuxième semestre de 2023 pour le réacteur 8. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2023, exclusion faite du programme de RCP des réacteurs 3 et 6, devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 %.

Dépenses d'investissement

En 2022, nous avons investi 0,9 milliard de dollars pour notre quote-part du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, la construction du projet solaire de Saddlebrook et d'autres projets d'investissement de maintenance dans tout le secteur, et nous prévoyons d'investir environ 1,0 milliard de dollars en 2023.

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 109 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 – 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

Vérification fiscale au Mexique

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

En 2022, nous avons conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021 et nous avons inscrit une charge d'impôts de 153 millions de dollars US (compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières).

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

Afin de financer prudemment notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation, contractée en juillet 2022, d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes déclarés en 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 607 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

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

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

Programme de sortie d'actifs

Vers la fin de 2022, nous avons annoncé notre plan pour aller de l'avant avec un programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars et qui pourrait comprendre la monétisation partielle de certains actifs.

Les objectifs de ce programme de sortie d'actifs sont d'accélérer notre désendettement, de concrétiser les nombreuses possibilités qui s'offrent à nous et de procurer une source d'autofinancement pour les occasions de croissance à valeur élevée. Nous sommes d'avis qu'en mettant à exécution ces mesures, nous renforcerons notre bilan pour nous assurer de demeurer en bonne position concurrentielle afin de tirer profit des occasions futures. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA et du BAIL comparables (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice (la perte) du secteur Siège social (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)	2022	2021	2020
BAIIA et BAIL comparables	(20)	(24)	(16)
Postes particuliers :			
Gain de change – prêts intersociétés ¹	28	41	86
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(63)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	8	(46)	70

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

Le bénéfice sectoriel du siège social de 8 millions de dollars en 2022 a augmenté de 54 millions de dollars par rapport à la perte sectorielle de 46 millions de dollars inscrite en 2021. La perte sectorielle du siège social en 2021 de 46 millions de dollars en 2021 a reculé de 116 millions de dollars par rapport au bénéfice sectoriel de 70 millions de dollars inscrit en 2020.

Le résultat sectoriel du siège social comprend les gains de change sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés intégralement à l'échéance. Ces gains de change sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et ils ont été exclus du calcul du BAIIA et du BAIL comparables, car ils sont entièrement compensés par les pertes de change correspondantes incluses au poste « (Perte) gain de change, montant net » au titre des prêts intersociétés. Se reporter à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour en savoir plus sur les prêts intersociétés libellés en pesos.

La perte sectorielle du siège social en 2021 comprend un montant de 63 millions de dollars au titre des coûts avant les impôts liés au PDVR offert en 2021.

Le BAIIA et le BAIL comparables du secteur Siège social pour 2022 ont été semblables à ceux de 2021, lesquels ont été inférieurs de 8 millions de dollars à ceux de 2020, en raison principalement d'un ajustement apporté à l'impôt sur le capital aux États-Unis comptabilisé en 2020.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(776)	(712)	(685)
Libellés en dollars US	(1 267)	(1 259)	(1 302)
Incidence du change	(383)	(320)	(446)
	(2 426)	(2 291)	(2 433)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(189)	(85)	(89)
Intérêts capitalisés	27	22	294
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 588)	(2 354)	(2 228)
Poste particulier :			
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(6)	—
Intérêts débiteurs	(2 588)	(2 360)	(2 228)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 228 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021 et ont augmenté de 132 millions de dollars en 2021 par rapport à ceux de 2020. Les intérêts débiteurs de 2021 comprennent des intérêts de 6 millions de dollars sur 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. Cette somme a été exclue de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2022 sont 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. Se reporter à la section « Situation financière » pour un complément d'information sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts débiteurs libellés en dollars américains.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2021 avaient été supérieurs de 126 millions de dollars à ceux de 2020, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021, le passage à la comptabilisation à la valeur de consolidation de notre investissement dans Coastal GasLink depuis la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP en 2020, et l'achèvement de la centrale de Napanee en 2020;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la baisse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	157	140	106
Libellée en dollars US	161	101	182
Incidence du change	51	26	61
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	369	267	349

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 américains est imputable 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 et aux dépenses en immobilisations visant le gazoduc Southeast Gateway, facteurs partiellement compensés par la baisse des dépenses en immobilisations et des projets mis en service relativement aux projets de gazoducs aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour obtenir des précisions sur le projet de gazoduc Southeast Gateway.

La provision pour les fonds utilisés durant la construction a diminué de 82 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens s'expliquait en grande partie par le plus grand nombre de projets de croissance du réseau de NGTL en cours de construction. La baisse de la provision libellée en dollars américains s'expliquait surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Villa de Reyes et au projet BXP de Columbia Gas, qui a été mis en service en janvier 2021; ce facteur a été en partie contrebalancé par l'effet de l'augmentation des dépenses en immobilisations visant les projets de gazoducs aux États-Unis.

(Perte) gain de change, montant net

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
(Perte) gain de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	(8)	254	(12)
Postes particuliers :			
Perte de change – prêt intersociétés	(28)	(41)	(86)
Activités de gestion des risques	(149)	(203)	126
(Perte) gain de change, montant net	(185)	10	28

Les pertes de change se sont établies à 185 millions de dollars en 2022, comparativement à des gains de change de 10 millions de dollars en 2021 et de 28 millions de dollars en 2020. Les postes particuliers suivants sont exclus de notre calcul de la perte (du gain) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable :

- les pertes de change sur le prêt intersociétés libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle ce prêt a été remboursé intégralement à l'échéance;
- les pertes latentes et les gains latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

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

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 nets 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 des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- les gains réalisés plus élevés en 2022 par rapport à 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change.

Des gains de change de 254 millions de dollars ont été inclus dans le résultat comparable en 2021, comparativement à des pertes de change de 12 millions de dollars en 2020. Les gains réalisés en 2021, comparativement à des pertes réalisées en 2020, avaient trait aux dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Intérêts créditeurs et autres	146	190	185

En 2022, les intérêts créditeurs et autres ont été inférieurs de 44 millions de dollars à ceux de 2021 en raison du refinancement, le 15 mars 2022, du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas et du remboursement subséquent de ce prêt le 29 juillet 2022. Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable en 2021 étaient à peu près semblables à ceux de 2020.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(813)	(830)	(651)
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	405	—	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	40	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	(196)	—	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats	49	—	—
Décision de la REC relative à Keystone	7	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	6	12	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	4	(3)	(3)
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	(123)	641	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	15	—
Vente de Northern Courier	—	6	—
Vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(10)	131
Vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	38
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	299
Vente des actifs de Columbia Midstream	—	—	18
Activités de gestion des risques	32	49	(26)
Charge d'impôts	(589)	(120)	(194)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2022 a été supérieure de 469 millions de dollars à celle de 2021, qui avait diminué de 74 millions de dollars par rapport à celle de 2020. Elle comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable, en plus de certaines des incidences fiscales qui se rapportent à des postes particuliers mentionnés ailleurs dans le présent rapport de gestion.

Postes particuliers en 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;
- un montant de 196 millions de dollars au titre du règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions à ce sujet;
- une charge d'impôts de 123 millions de dollars prise en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL et autres qui comprend un impôt minimum aux États-Unis de 96 millions de dollars lié à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

Poste particulier en 2021 :

- l'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL et autres.

Postes particuliers en 2020 :

- une reprise de 299 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts découlant principalement de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation a été jugée plus probable qu'improbable en raison de notre décision du 31 mars 2020 de poursuivre le projet d'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement d'impôts de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.

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 transférés 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.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2021 a augmenté de 179 millions de dollars comparativement à celle de 2020, ce qui découle principalement de la hausse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada, de l'accroissement du bénéfice imposable et de l'effet des ajustements liés à l'inflation au Mexique, facteurs en partie compensés par l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(37)	(91)	(297)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 54 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021 et de 206 millions de dollars en 2021 comparativement à 2020 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			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Dividendes sur les actions privilégiées	(107)	(140)	(159)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 33 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021 et de 19 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022 et en 2021.

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 nous avons recours à des sorties d'actifs pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote 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.sedar.com).

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à notre programme de sortie d'actifs, 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 34 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 aux options de financement additionnelles suivantes :

- l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé dans le cadre de notre RRD;
- une émission distincte d'actions ordinaires.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2022, notre actif à court terme s'élevait à 7,3 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 16,9 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 9,6 milliards de dollars, comparativement à 5,6 milliards de dollars au 31 décembre 2021. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,4 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 5,9 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 4,5 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. De plus, le 22 novembre 2022, TransCanada PipeLines Limited (« TCLP ») a conclu un emprunt à terme non garanti de premier rang d'un montant de 1,5 milliard de dollars et d'une durée de 364 jours, portant intérêt à un taux variable. Au 31 décembre 2022, nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée;
- 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.

L'insuffisance du fonds de roulement a été réduite le 17 janvier 2023 par suite de la conclusion, par une filiale mexicaine en propriété exclusive, d'un emprunt à terme non garanti de premier rang de 1,8 milliard de dollars US et d'une facilité de crédit non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US, décrits plus en détail ci-après.

Au 31 décembre 2022, notre actif total se chiffrait à 114,3 milliards de dollars, comparativement à 104,2 milliards de dollars au 31 décembre 2021, une augmentation qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2022 et l'accroissement de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation ainsi que de l'investissement net dans des contrats de location, partiellement contrebalancés par l'amortissement. La hausse est également attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain au 31 décembre 2022 par rapport au 31 décembre 2021 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2022, notre passif total s'établissait à 80,2 milliards de dollars, comparativement à 70,8 milliards de dollars au 31 décembre 2021, en raison de l'incidence nette des variations de la dette, du fonds de roulement des taux de change dont il est question plus haut.

Nos capitaux propres totalisaient 34,1 milliards de dollars au 31 décembre 2022, soit un niveau semblable à ceux de 33,4 milliards de dollars au 31 décembre 2021.

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)	2022	Pourcentage du total	2021	Pourcentage du total
Billets à payer	6 262	7	5 166	6
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	41 543	45	38 661	45
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(620)	(1)	(673)	(1)
	47 185	51	43 154	50
Billets subordonnés de rang inférieur	10 495	11	8 939	11
Actions privilégiées	2 499	3	3 487	4
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	31 491	35	29 784	35
Participations sans contrôle	126	—	125	—
	91 796	100	85 489	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 2022, 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)	2022	2021	2020
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 375	6 890	7 058
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 009)	(7 712)	(6 052)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	487	(88)	(800)
	(147)	(910)	206
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	94	53	(19)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(53)	(857)	187

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 375	6 890	7 058
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	639	287	327
Fonds provenant de l'exploitation	7 014	7 177	7 385
Postes particuliers :			
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	196	—	—
Charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et des coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	91	131	—
Décision de la REC relative à Keystone	27	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	25	49	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	63	—
Recouvrement d'impôts exigibles découlant du PDVR	—	(14)	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 353	7 406	7 385

Rentrées nettes liées aux activités d'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.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 168 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020, en raison principalement de la diminution des fonds provenant de l'exploitation, contrebalancée en partie par le moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et leur ampleur.

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 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 sur le bénéfice libellé en dollars US et les transactions libellées en pesos, facteurs compensés en partie par l'augmentation du BAIIA comparable.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 21 millions de dollars en 2021, comparativement à 2020; cette augmentation est principalement attribuable à la hausse du résultat comparable, compte tenu des gains réalisés en 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US alors qu'en 2020, des pertes avaient été réalisées à ce titre. Ce facteur a été en partie contrebalancé par les frais recouvrés en 2020 par suite de la construction du gazoduc Sur de Texas, ainsi que la diminution des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2021.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(6 678)	(5 924)	(8 013)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(49)	—	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(2 234)	(1 210)	(765)
	(8 961)	(7 134)	(8 900)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	571	—	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	35	3 407
Prêts consentis à une société liée, montant net	(11)	(239)	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 433	73	—
Montants reportés et autres	(41)	(447)	(559)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 009)	(7 712)	(6 052)

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.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté entre 2020 et 2021, passant de 6,1 milliards de dollars à 7,7 milliards de dollars, en raison essentiellement du produit tiré de la vente d'actifs en 2020 ainsi que des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'un prêt consenti à une de nos sociétés liées en 2021, facteurs partiellement contrebalancés par la diminution des dépenses en immobilisations en 2021.

Dépenses d'investissement¹

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteur.

exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
(en millions de dollars)			
Gazoducs – Canada	4 719	2 737	3 608
Gazoducs – États-Unis	2 137	2 820	2 785
Gazoducs – Mexique	1 027	129	173
Pipelines de liquides	143	571	1 442
Énergie et solutions énergétiques	894	842	834
Siège social	41	35	58
	8 961	7 134	8 900

1 Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2022 pour les postes des états financiers qui représentent le total des dépenses d'investissement.

Dépenses en immobilisations

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

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2022 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement 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 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 sur le projet Coastal GasLink. Ce facteur a été en partie contrebalancé par les apports 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 des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait à ces activités de refinancement sont présentés au montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour plus de précisions à ce sujet.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2021 par rapport à 2020, principalement en raison de la hausse de notre investissement dans Bruce Power et Iroquois.

Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL

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

Produit de la vente d'actifs

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.

En 2020, nous avons conclu les sorties d'actifs suivantes. Les produits en trésorerie sont présentés avant l'impôt et les ajustements postérieurs à la clôture :

- la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars;
- la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP pour un produit net de 656 millions de dollars.

Prêts à une société liée

Les prêts à une société liée représentent les émissions et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP visant à procurer des liquidités supplémentaires et du financement aux fins du projet. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour plus de précisions à ce sujet.

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 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)	2022	2021	2020
Billets à payer émis (remboursés), montant net	766	1 003	(220)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 508	10 730	5 770
Remboursements sur la dette à long terme	(1 338)	(7 758)	(3 977)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 008	495	—
Gain (perte) sur le règlement d'instruments financiers	23	(10)	(130)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	(633)	—
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	1 033
Dividendes et distributions versés	(3 385)	(3 548)	(3 367)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 905	148	91
Actions privilégiées rachetées	(1 000)	(500)	—
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP	—	(15)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	487	(88)	(800)

En 2022, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 575 millions 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.

En 2021, les sorties nettes liées aux activités de financement ont diminué de 0,7 milliard de dollars par rapport à 2020, en raison principalement du montant net plus élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets à payer, ainsi que de l'émission de billets subordonnés de rang inférieur en 2021, facteurs en partie contrebalancés par les apports reçus en 2020 visant à soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL sous la forme d'une participation sans contrôle rachetable et le rachat subséquent en 2021 de la participation sans contrôle rachetable, ainsi que le rachat 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 2022 :

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

Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a conclu un emprunt à terme non garanti de premier rang de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US. L'emprunt à terme et l'engagement renouvelable viennent à échéance en janvier 2028 et portent intérêt à un taux variable.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2022 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Août 2022	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	2,50 %

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En mars 2022, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2022-A pour un montant de 800 millions de dollars US à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,60 % par année pendant les dix premières années et qui sera ajusté au dixième anniversaire et à tous les cinq ans par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 800 millions de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,85 % par année qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2032 jusqu'en mars 2052 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 4,236 % par année et il sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2052 jusqu'en mars 2082 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans majoré de 4,986 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 7 décembre 2031 et le 7 mars 2032 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets émis entre la fiducie et TCPL (les « billets de fiducie ») et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

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 2022, 2021 et 2020, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2022.

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

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation de juillet 2022 d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. Sur les dividendes déclarés en 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 607 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

Programme d'émission au cours du marché de TC Énergie

En décembre 2020, nous avons mis sur pied un nouveau programme ACM qui nous permet d'émettre des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé d'un prix de vente brut global pouvant aller jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars US, sur le marché public, à l'occasion et au gré de la société, au cours du marché en vigueur au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TC Énergie au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, qui ne faisait pas partie de notre plan de financement de base, était en vigueur pour une période de 25 mois, et nous procurait plus de souplesse financière à l'appui de nos mesures de crédit consolidées et de notre programme d'investissement. Le programme ACM n'a pas été activé et il est venu à échéance en janvier 2023 sans qu'aucune action ordinaire n'ait été émise aux termes de celui-ci.

Information sur les actions

au 8 février 2023

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

6 millions

3 millions

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

Le 31 mai 2022, nous avons racheté la totalité des 40 millions d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation à un prix de rachat de 25,00 \$ par action et nous avons versé le dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022 exclusivement, précédemment déclaré le 28 avril 2022.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2022.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre

2022

2021

2020

Dividendes déclarés

par action ordinaire	3,60 \$	3,48 \$	3,24 \$
par action privilégiée de série 1	0,86975 \$	0,86975 \$	0,86975 \$
par action privilégiée de série 2	0,82611 \$	0,50997 \$	0,7099 \$
par action privilégiée de série 3	0,4235 \$	0,4235 \$	0,48075 \$
par action privilégiée de série 4	0,66655 \$	0,34997 \$	0,54989 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,48725 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	0,80668 \$	0,41622 \$	0,52537 \$
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 \$	0,92194 \$
par action privilégiée de série 13	—	0,34375 \$	1,375 \$
par action privilégiée de série 15	0,30625 \$	1,225 \$	1,225 \$

Le 13 février 2023, nous avons majoré de 3,3 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2023, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,72 \$ 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 8 février 2023, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,8 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 prorogeables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2027	3,0	1,7
TCPL / TCPL USA / Columbia / TransCanada American Investments Ltd.	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2023	3,0 US	1,7 US
TCPL / TCPL USA / Columbia / TransCanada American Investments Ltd.	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2025	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, la facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue	2,1 ²	1,0 ²
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN ²	5,0 MXN 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.

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 période)

au 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	6 262	6 262	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	52 299	1 898	5 609	5 391	39 401
Contrats de location-exploitation ²	496	68	127	114	187
Obligations d'achat et autres	6 049	3 781	805	454	1 009
	65 106	12 009	6 541	5 959	40 597

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 6,3 milliards de dollars à la fin de 2022, contre 5,2 milliards de dollars à la fin de 2021.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2022, la dette à long terme s'élevait à 41,5 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 10,5 milliards de dollars, comparativement à 38,7 milliards de dollars et à 8,9 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2021.

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 20 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 2022 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2022 (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	23 966	1 964	3 630	3 129	15 243
Billets subordonnés de rang inférieur	49 109	612	1 239	1 477	45 781
	73 075	2 576	4 869	4 606	61 024

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 d'une durée de un an à 15 ans visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2022, la capacité totale prévue garantie en vertu des CAE était d'environ 1 020 mégawatts, la production étant assujettie à des facteurs de disponibilité opérationnelle et de capacité. 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.

Paielements exigibles (par période)

au 31 décembre 2022 (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	1 671	185	320	300	866
Dépenses d'investissement ²	974	951	21	2	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	640	154	247	98	141
Dépenses d'investissement ²	266	257	9	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	1 699	1 699	—	—	—
Pipelines de liquides					
Transportation par des tiers ¹	68	26	38	4	—
Dépenses d'investissement ²	21	21	—	—	—
Autres	7	3	4	—	—
Énergie et solutions énergétiques					
Dépenses d'investissement ²	315	257	57	1	—
Autres ³	43	10	16	15	2
Siège social					
Autres	319	192	93	34	—
Dépenses d'investissement ²	26	26	—	—	—
	6 049	3 781	805	454	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 2023 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2022, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 100 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 2023 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 2022, 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 2022, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 81 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 2022, nous avons capitalisé 78 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 8 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 64 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Aucune lettre de crédit supplémentaire n'a été fournie en faveur du régime de retraite à prestations déterminées canadien pour remplir les exigences de solvabilité.

Étant donné la conjoncture actuelle du marché et la réduction du nombre de participants actifs aux régimes en raison du PDVR, nous prévoyons que la capitalisation requise en 2023 sera moindre qu'en 2022, mais les évaluations actuarielles visant à déterminer la capitalisation requise en 2023 de nos régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite au 1^{er} janvier 2023 seront effectuées au milieu de 2023. Nous nous attendons actuellement à capitaliser en 2023 environ 32 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 69 millions de dollars dans les régimes d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous ne prévoyons pas fournir de lettres de crédit supplémentaires en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre 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 57 millions de dollars en 2022, contre 108 millions de dollars en 2021, 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

GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

La gestion des risques 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 les risques, notamment les risques liés aux facteurs ESG, susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'atteinte de nos objectifs stratégiques.

Le conseil d'administration 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 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. Le conseil 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 aux facteurs ESG, 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 associés aux changements climatiques;
- 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, des mesures et des cibles liés au climat sont décrits à la rubrique portant sur le TCFD de notre fiche technique sur les facteurs ESG. Certains des risques d'entreprise qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur l'ensemble de nos installations 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.

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 ou les contrats ou qui ne sont pas couvertes par 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, englobe nos programmes visant la santé, la sécurité, la durabilité, la protection de l'environnement et l'intégrité des actifs destinés à prévenir les incidents et à assurer la protection de notre personnel, des entrepreneurs et du public, de l'environnement et de nos actifs. 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. Nous disposons aussi d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer une certaine partie des risques auxquels nous sommes exposés, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.
Changements climatiques À titre de plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, nos actifs pourraient subir les conséquences de variations importantes des températures ou des conditions météorologiques et nos activités pourraient être touchées par les risques de marché attribuables aux politiques en matière de changements climatiques en constante évolution et aux nouvelles politiques de décarbonation ou aux changements dans la consommation d'énergie ayant une incidence sur l'approvisionnement en énergie à long terme et l'évolution de la demande.	Ces risques sont susceptibles d'entraîner des fluctuations de l'offre et de la demande d'énergie, une hausse des prix des produits de base ou de la volatilité et d'influer sur la capacité de production. Ils pourraient provoquer des interruptions des activités causées par des changements physiques dans notre environnement ou se traduire par des exigences accrues en matière de conformité liées aux changements climatiques, ce qui serait susceptible 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.	Nous disposons d'une équipe chargée de la transition énergétique, laquelle évalue les technologies et les possibilités pertinentes qui pourraient favoriser la résilience de nos activités, sans égard au rythme ou à l'orientation de la transition énergétique. Cette équipe a mené des travaux intersectoriels afin d'établir, pour l'ensemble de l'entreprise, une cible de réduction de 30 % de l'intensité des émissions de GES provenant de nos activités d'ici 2030, et un plan pour atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050 pour toutes nos activités par rapport à l'année de référence 2019. Nous évaluons la résilience de notre portefeuille d'actifs selon une fourchette de niveaux possibles de l'offre et de la demande d'énergie (ce que l'on appelle une analyse de scénarios) dans le cadre de notre planification stratégique. Nous surveillons l'évolution des politiques climatiques et les faits nouveaux connexes dans le cadre de notre programme de gestion des risques d'entreprise pour donner une vue d'ensemble à la haute direction et pour veiller à ce que les traitements soient appliqués d'une manière globale et cohérente. 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.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
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. Ce risque a monté d'un cran en raison de l'évolution du conflit géopolitique en Europe l'Est. 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 longtemps d'avance. Cela s'est traduit par une réglementation plus étoffée et plus stricte en matière de cybersécurité dans les territoires où nous exerçons nos activités.	Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter 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, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.	Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette 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.
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 les facteurs ESG, 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, la sécurité, la responsabilité, la collaboration, l'intégrité et l'innovation, 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. Notre plus récent rapport sur la durabilité et notre fiche technique sur les facteurs ESG présentent en détail nos engagements et nos mesures de rendement en matière de sécurité, les partenariats avec les communautés autochtones, l'importance que nous accordons aux relations avec les propriétaires fonciers ainsi que l'inclusion et la diversité en milieu de travail.
Incertitude 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 autorités gouvernementales, qui sont en constante évolution. Cela comprend les modifications réglementaires susceptibles d'avoir une incidence sur nos projets et nos activités d'exploitation.	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, 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 et les indications, 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.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
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, ce qui nuirait à notre capacité de produire un rendement intéressant sur le capital investi ou freinerait notre croissance.	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 important 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 facteurs ESG. Nous menons aussi des recherches sur les préférences relatives aux facteurs ESG des investisseurs et de nos partenaires financiers qui évoluent, et nous en tenons compte dans nos décisions. En 2022, nous avons conclu notre premier emprunt lié à la durabilité, alors que nous continuons à intégrer les principes de durabilité et des mesures de rendement liés aux facteurs ESG à notre stratégie commerciale.
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.	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 nous départir des actifs non stratégiques, ce qui nous permet d'assurer une rotation du capital tout en respectant nos préférences en matière de risque et en mettant l'accent sur les mesures par action. Nous menons des analyses pour repérer des sources d'approvisionnement résilientes 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 nous adapter à l'évolution de la conjoncture du marché.
Coûts de réalisation 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.

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, programmes et procédures en la matière.

Notre système de gestion, le SGOT, est fondé sur les normes internationales, notamment la norme de l'Organisation internationale de normalisation ISO 14001, Systèmes de management environnemental, et les normes en matière de santé et sécurité établies dans le document Occupational Health and Safety Assessment Series. 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 SGOT est également conforme aux normes applicables de l'industrie et respecte les exigences réglementaires applicables. Il englobe le cycle de vie nos actifs et suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation et fixation des objectifs et des cibles, tout en visant l'absence d'incidents, ainsi que la définition des rôles et des responsabilités;
- la mise en application – conception et mise en application des programmes, procédures et normes de gestion du risque opérationnel;
- la production de rapports – production de rapports d'incidents et enquêtes connexes, activités de contrôle, y compris des audits internes et externes, et suivi de la performance;
- l'action – gestion et évaluation des cas de non-conformité et de non-adhésion et des possibilités d'amélioration par la direction.

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 d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant 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 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;
- les programmes environnementaux;
- 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, notre plan d'action en matière de réconciliation, notre fiche technique sur les facteurs ESG et notre plan de réduction des émissions de GES.

Accent sur les facteurs ESG et la durabilité

En 2022, nous avons intégré les objectifs ESG dans notre tableau de bord et attribué une pondération de 50 % de la performance globale de la société aux progrès relatifs à nos priorités en matière d'ESG et à l'avancement de nos principales priorités stratégiques, notamment la croissance et la transition énergétique. Les principaux aspects de la performance dont nous faisons le suivi pour mesurer nos réalisations par rapport à ces objectifs sont notamment la sécurité des personnes, le maintien d'activités sûres et fiables et l'intégrité des actifs, et ce, tout en réduisant au minimum les effets environnementaux et en mettant au point des solutions en vue d'un avenir plus sobre en carbone. Notre approche en matière de durabilité est dictée par nos 10 engagements en phase avec les Objectifs de développement durable des Nations Unies, qui comprennent 30 cibles concrètes pour mesurer et favoriser la performance en ce qui concerne, notamment, la réduction des émissions, 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 et notre fiche technique sur les facteurs ESG. Nos cibles en matière de protection de l'environnement, de sécurité et de durabilité comprennent notamment ce qui suit :

- aucun incident majeur touchant la sécurité des processus;
- nombre total de cas devant être déclarés ne dépassant pas un ratio de 0,50 pour les employés et les entrepreneurs pris collectivement;
- réduction de l'intensité des émissions de GES provenant de nos activités de 30 % d'ici 2030;
- en position pour atteindre des émissions nettes nulles provenant de nos activités d'ici 2050;
- rétablissement ou compensation de la totalité des perturbations des milieux sensibles découlant de la construction et de l'exploitation de nos actifs en Amérique du Nord;
- investissement de 1,2 million de dollars par année dans des initiatives communautaires visant à restaurer la biodiversité et à réduire les effets des changements climatiques.

Nous démontrons aussi notre engagement envers les facteurs ESG et la durabilité en participant à des forums internationaux. En mai 2022, la société est devenue une participante approuvée au Pacte mondial des Nations Unies (le « Pacte »). Le Pacte est une invitation aux sociétés voulant qu'elles alignent leurs stratégies et leurs activités sur les principes universels et qu'elles prennent des mesures qui font progresser les objectifs sociaux. Notre participation renforce notre engagement à l'égard des objectifs mondiaux de durabilité des Nations Unies, et en tant que société participante, nous soumettons chaque année nos réponses à un questionnaire portant sur la communication des progrès et une déclaration annuelle exprimant notre appui au Pacte. En juillet 2022, nous avons accepté de nous joindre au forum du Groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Task Force on Nature-based Financial Disclosures, « TNFD »). Le TNFD a pour mission d'élaborer un cadre de gestion des risques et de présentation de l'information, dans le but d'orienter les flux financiers mondiaux vers des résultats favorables à la nature. Notre participation au forum du TNFD témoigne de notre accord avec la mission du TNFD et nous donne accès aux informations sur le développement du TNFD ainsi que l'occasion de formuler nos commentaires sur le cadre de référence. Notre collaboration avec le TNFD va de pair avec le fait que nous présentons déjà des informations selon les critères du TCFD.

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 et exploités 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 2022, nous prévoyons engager 1,5 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars en 2021) pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations annuelles 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 et aux différents programmes d'intégrité des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques que nous exploitons 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 dans les analyses portant sur les interruptions des activités et les changements climatiques ci-dessus, 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. 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 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 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 mentale aux employés et aux dirigeants, mesurent le succès des programmes et améliorent la santé et la sécurité.

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

Le SGOT établit des exigences concernant la protection, dans le cadre de nos activités courantes, des employés, des entrepreneurs, de notre milieu de travail et de nos actifs, ainsi que des collectivités où nous travaillons et de l'environnement. Il se conforme aux normes consensuelles extérieures de l'industrie et aux programmes volontaires, en plus de respecter les exigences législatives applicables. Aux termes du SGOT, des programmes imposés définissent des obligations de gérer certains risques propres à TC Énergie, notamment le programme environnemental, un ensemble documenté de processus et procédures qui définit nos obligations aux fins de la gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs. Le programme définit les exigences de formation en matière d'environnement pour les postes applicables au sein de l'organisation, afin d'accroître la sensibilisation aux engagements et aux exigences en matière de protection de l'environnement et il établit des objectifs de performance environnementale qui sont régulièrement passés en revue.

Dans le cadre de notre programme environnemental, 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. En outre, le programme environnemental, qui s'applique à l'ensemble de nos activités, prévoit des pratiques et des procédures de gestion des éventuels effets néfastes sur l'environnement touchant ces ressources tout au long du cycle de vie de nos installations.

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.

Grâce à la mise en application de notre programme environnemental, nous assurons une surveillance continue de nos installations pour 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 2022, 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 20 millions de dollars (30 millions de dollars en 2021), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités 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 sur l'incident à la borne kilométrique 14. 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 2022, nous avons comptabilisé des charges de 118 millions de dollars (59 millions de dollars en 2021) 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 et, au mois d'octobre 2021, nous avons publié un plan de réduction des émissions de GES qui prévoit des cibles de réduction des GES favorisant l'atteinte des objectifs mondiaux relatifs au climat. 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 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. Nous surveillons le rythme et l'ampleur de la transition énergétique au moyen de divers indicateurs et nous sommes à l'affût de changements importants qui constituent des menaces ou créent des opportunités. Nous évaluons les scénarios liés au climat pour mieux cerner les enjeux à l'égard de notre empreinte, des possibilités de croissance et de l'optimisation de notre portefeuille; cela joue un rôle essentiel dans notre compréhension de la gestion de plusieurs de nos principaux risques d'entreprise. 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 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 en vigueur pour 2022 dans les provinces du Manitoba, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick, car celles-ci n'avaient pas mis en place de plans provinciaux de tarification du carbone qui respectent les critères d'équivalence du gouvernement du Canada. 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 recouvrés par l'entremise des tarifs. Le prix du carbone doit augmenter de 15 \$ la tonne chaque année après 2022 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 STFR fédéral et les normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario s'appliquent aux activités du réseau principal au Canada en Ontario, et les coûts liés à ces programmes seront recouverts à même les droits. Le programme des normes de rendement à l'égard des émissions n'a pas eu d'incidence majeure sur le rendement financier de nos gazoducs en Ontario.
- *Saskatchewan* : En septembre 2022, le gouvernement de la Saskatchewan et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral sera 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. Les installations visées par le programme doivent toujours respecter les exigences du STFR fédéral pour la période de conformité de 2022. Le STFR fédéral et les normes de rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan s'appliquent aux activités du réseau principal au Canada et du réseau de Foothills en Saskatchewan, et les coûts liés à ces programmes seront recouverts à même les droits. À l'heure actuelle nous prévoyons que le passage au programme des normes de rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan n'aura pas d'incidence majeure sur le rendement financier de nos installations du secteur des gazoducs.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Une résolution conjointe du Congrès désapprouvant la modification réglementaire de 2020 a été adoptée en juin 2021. Cette résolution conjointe a rétabli l'application des normes New Source Performance Standards de 2016 aux secteurs du transport et du stockage. Les conséquences du rétablissement de ces normes ont été minimales pour la société, puisque nous avons déjà pris la décision de continuer de nous y conformer même si, aux termes des modifications réglementaires de 2020, le secteur du transport et du stockage avait été retiré de la catégorie des sources visées.
- *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.
- *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 août 2022, le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie (le « PDEP ») a finalisé les exigences et les limites relatives aux technologies de contrôle raisonnablement disponibles (Reasonable Available Control Technologies - « RACT ») pour les grandes sources stationnaires d'oxydes d'azote (« NO_x ») et de composés organiques volatils (« COV ») partout dans l'État. Quatre installations de TC Énergie sont touchées par cette règle. Si les évaluations au cas par cas qui seront soumises au PDEP d'ici le 31 décembre 2022 révèlent que des contrôles sont nécessaires aux fins du respect des limites d'émissions mises à jour, ces installations pourraient avoir jusqu'en décembre 2025 pour installer ces contrôles.
- *Ohio* : En mars 2022, le département 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. Quatre installations de TC Énergie sont touchées par cette règle, mais une seule pourrait nécessiter des modifications afin de respecter les limites d'émissions mises à jour. Si l'évaluation d'une installation en particulier, devant être soumise à l'OEPA d'ici mars 2023, révèle que des contrôles supplémentaires sont nécessaires, cette installation pourrait avoir jusqu'en mars 2026 pour installer ces contrôles.
- *Oregon* : Le gouverneur de l'Oregon a promulgué un décret qui vise à réduire et à réglementer les 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* : 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.

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 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 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* : Le gouvernement du Canada élabore actuellement la Norme sur les combustibles propres (la « norme ») qui vise des réductions des émissions de GES et, en décembre 2020, le gouvernement fédéral du Canada a dévoilé son plan visant à remplacer la précédente cible d'une réduction des émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 par une nouvelle cible plus ambitieuse de 32 à 40 % sous les niveaux de 2005, dans le but ultime d'atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050. Dans le cadre de ce plan, le gouvernement fédéral du Canada a réduit le champ d'application de la norme pour n'inclure que les combustibles liquides, ce qui n'aura pas d'incidence directe sur TC Énergie. Le plan prévoyait aussi une augmentation des prix du carbone et la publication d'une stratégie complémentaire sur l'hydrogène. Il est prévu que les prix du carbone augmenteront de 15 \$ la tonne chaque année après 2022 pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030. Même si le champ d'application de la norme est restreint aux combustibles liquides, il y aura des occasions de générer des crédits pour le secteur des combustibles gazeux qui serviront d'incitatifs à prendre les moyens de réduire les émissions. Nous continuerons d'être actifs auprès des décideurs canadiens, en plus de surveiller et d'évaluer l'étendue des répercussions à mesure que les informations seront rendues disponibles.
- *Gouvernement fédéral* : ECCC s'est engagé à étoffer la réglementation actuelle portant sur la réduction des émissions de méthane et à élaborer un plan visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'au moins 75 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2030. Nous continuerons d'évaluer les conséquences possibles des modifications réglementaires et des politiques, le cas échéant, découlant de cette annonce à mesure que les informations seront rendues disponibles.
- *Gouvernement fédéral* : En juillet 2022, ECCC a rendu public un document de travail portant sur les options pour plafonner et réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier afin d'atteindre les objectifs fixés pour 2030 et des émissions nettes nulles en 2050. Le document de travail proposait d'exclure les gazoducs du plafond proposé, mais ECCC et les provinces doivent s'entendre sur la portée et les détails. Nous avons formulé des commentaires et appuyé l'exclusion des émissions liées aux gazoducs de ce plafond. Nous continuerons de suivre le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC en 2023.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le Sénat des États-Unis a adopté la loi de réautorisation de la PHMSA, la loi PIPES. Celle-ci comprend des règles sur le méthane qui, par exemple, obligent les propriétaires et les exploitants de pipelines à mettre en place des programmes de détection et de colmatage des fuites, à déployer des technologies avancées de détection des fuites et à intégrer des levés de détection et de colmatage des fuites dans leurs plans d'inspection et d'entretien. Si la Chambre des représentants appuie aussi l'inclusion de ces dispositions sur le méthane, la PHMSA deviendra, à l'instar de l'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« USEPA »), une autorité fédérale de réglementation des émissions de GES, indiquant la volonté du pays de combattre les changements climatiques. L'incidence prévue sur nos actifs est toujours en cours d'évaluation.
- *Gouvernement fédéral* : Le 11 novembre 2022, l'USEPA a rendu publique une proposition complémentaire ayant pour but d'élargir et de renforcer la proposition, présentée en novembre 2021, visant la réduction des émissions de méthane et de COV provenant du secteur pétrolier et gazier. La période de commentaires du public sur cette proposition se termine le 13 février 2023. La proposition complémentaire aura une incidence sur tous les nouveaux projets (nouveaux, modifiés ou reconstruits à compter du 15 novembre 2021) et elle touchera aussi les installations existantes lorsqu'elle entrera en vigueur. La version définitive de la proposition complémentaire est attendue en 2023.
- *Gouvernement fédéral* : Le 21 juin 2022, l'USEPA a proposé des mises à jour au programme de rapport sur les GES qui entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2023 et seraient prises en compte dans les rapports sur les GES devant être présentés à l'USEPA d'ici le 1^{er} avril 2024. TC Énergie fait rapport à l'USEPA conformément à la règle sur les rapports sur les GES (40 CFR 98). La 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.

- *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 \$ la tonne pour 2024, à 1 200 \$ la tonne pour 2025 et à 1 500 \$ 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. 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.
- *Washington* : Le 29 septembre 2022, le département de l'écologie de l'État de Washington (« WDE ») a adopté la règle intitulée Chapter 173-446 WAC, Climate Commitment Act Program (AO# 21-06). Les principales exigences proposées concernent les installations visées par le programme de rapports sur les GES. Le WDE participera à l'échange de droits d'émission dans le cadre du programme WCI établi en 2011. Le seuil d'applicabilité est plus élevé pour le programme d'échange (25 000 tonnes par année) que pour le programme de rapports (10 000 tonnes par année). Le WDE a officiellement informé les installations concernées en novembre 2022 qu'elles sont assujetties à la règle. Ces entités doivent donc fournir au WDE des informations générales sur la société et désigner des représentants de compte en décembre 2022. Le WDE tiendra quatre enchères par année, dont la première aura lieu au premier trimestre de 2023. Le programme vise l'atteinte des jalons suivants de la loi intitulée Climate Commitment Act : réduction de 40 % d'ici 2030 et émissions nettes nulles d'ici 2050.
- *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.
- *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 2 février 2022, le département de la conservation de l'environnement de New York (le « DCE NY ») a adopté la règle intitulée 6 NYCRR Part 203, "Oil and Natural Gas Sector", qui est entrée en vigueur le 3 mars 2022. La règle Part 203 réglemente les émissions de COV et de méthane du secteur pétrolier et gazier. La conformité à cette règle prend effet le 1^{er} janvier 2023. Les exigences de conformité comprennent la détection des fuites et la réparation de l'ensemble des puits de stockage, 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.

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, le cas échéant, sur nos activités de gestion des PCB et pour le moment, nous estimons qu'il n'aura pas d'incidence importante sur nos activités, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

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.

Les changements climatiques pourraient aussi avoir des conséquences financières touchant les prix et les volumes des produits de base. Nous gérons notre exposition au risque 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 du bénéfice de la société est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme. Par ailleurs, notre processus de planification à long terme prévoit aussi l'établissement de scénarios fondés sur différentes perspectives au chapitre de la demande et la surveillance des principaux signaux.

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

Risque de change

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

Une partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar US. En conséquence, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre bénéfice net. En outre, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et des passifs monétaires libellés en dollars US peuvent donner lieu à des impôts libellés en pesos pour ces entités, entraînant des fluctuations du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts.

Nous gérons activement le risque de change à l'aide de dérivés de change. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers de 2022 – Incidence du change » pour plus de précisions à ce sujet.

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

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

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 2022 et 2021, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues avant impôts de 163 millions de dollars au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats en 2022, comme l'exigent les PCGR des États-Unis. Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2022 et 2021. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information sur les provisions pour pertes sur créances attendues.

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.

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 plus d'information sur notre liquidité.

Actions en justice

Les actions en justice, les procédures d'arbitrage et les poursuites font partie intégrante des activités. Bien qu'il nous soit impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime qu'aucune action en justice en cours ou éventuelle n'aura de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

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 2022, 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 2022 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 2022, 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 2022 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 2022.

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 2022 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 2022 pour un complément d'information.

Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Ententes modifiées de juillet 2022 concernant Coastal GasLink LP

Le 28 juillet 2022, des ententes modifiées ont été conclues entre Coastal GasLink LP, LNG Canada et TC Énergie, ainsi que ses partenaires dans Coastal GasLink LP (collectivement, les « ententes de juillet 2022 »). Ces modifications comportaient des révisions aux modalités convenues entre LNG Canada et Coastal GasLink LP ainsi qu'aux dispositions en matière de financement entre les partenaires dans Coastal GasLink LP, de même que l'exigence que TC Énergie effectue un apport de capitaux propres contractuel à Coastal GasLink LP d'un montant de 1,9 milliard de dollars, ce qui ne venait pas modifier notre participation de 35 %. Il y a lieu de se reporter à la note 32 « Entités à détenteurs de droits variables » dans nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

L'apport de capitaux propres contractuel de 1,9 milliard de dollars a été initialement comptabilisé au poste « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » au bilan consolidé lors de la signature des ententes de juillet 2022 et il est payé en versements sur une période allant d'août 2022 à février 2023. Au 31 décembre 2022, une tranche de 0,5 milliard de dollars de cet apport de capitaux propres était toujours inscrite au poste « Créiteurs et autres » au bilan consolidé.

Aux termes des ententes de juillet 2022, le financement supplémentaire requis par Coastal GasLink LP pour financer la construction du gazoduc au-delà de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Tous les montants en cours aux termes de ce prêt seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs 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. 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 %.

Mise à jour du coût en capital, dépréciation et risque maximal de perte

Au cours du quatrième trimestre de 2022, nous avons annoncé que nous nous attendions à des hausses importantes des coûts des projets et de nos besoins de financement connexes. Le 1^{er} février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. Bien que cette estimation tienne compte d'éventualités à l'égard de certains facteurs pouvant échapper au contrôle de Coastal GasLink LP, notamment les défis liés au marché de l'emploi dans l'Ouest canadien, la pénurie de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence de mauvaises performances des entrepreneurs ainsi que les sécheresses, l'érosion et le contrôle des sédiments, comme dans tout projet de construction d'envergure, le coût en capital ultime fait l'objet de risques et d'incertitudes. Cette hausse des coûts du projet et de nos besoins de financement connexes étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite.

En conséquence, nous avons effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP et nous avons comptabilisé une dépréciation de 3 048 millions de dollars avant impôts (2 643 millions de dollars après impôts) au quatrième trimestre de 2022 au poste « Dépréciation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour le secteur des gazoducs au Canada. Au 31 décembre 2022, la valeur comptable avant dépréciation de la participation dans Coastal GasLink LP se composait des montants affectés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (2,8 milliards de dollars) et des prêts à des sociétés liées (250 millions de dollars), dont le solde a été ramené à zéro.

TC Énergie prévoit financer un montant supplémentaire de 3,3 milliards de dollars par suite de l'estimation révisée du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et une partie importante de ces investissements futurs devrait subir une dépréciation. La société demeurera à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de cette participation et l'ampleur de toute dépréciation future dépendra de l'issue des évaluations effectuées à la date de clôture visée.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 31 décembre 2022 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans. Les entrées de trésorerie prises en compte dans le modèle ont été estimées selon les modalités convenues ainsi que les dispositions de prorogation contenues dans le contrat de transport intervenu entre Coastal GasLink LP et les participants à la coentreprise LNG Canada.

En ce qui a trait aux sorties de trésorerie prises en compte dans le modèle, la hausse du coût en capital estimé et nos exigences de financement correspondantes sont les facteurs ayant la plus grande incidence sur l'établissement de la juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP. L'analyse des flux de trésorerie prévoit un coût en capital estimatif pour le gazoduc Coastal GasLink de 14,5 milliards de dollars. Toute variation de cette estimation du coût en capital aura une incidence approximative d'un dollar pour chaque dollar sur nos exigences de financement futures, sous réserve du partage définitif des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP, et viendra influencer sur la juste valeur estimative et le recouvrement de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP au cours de périodes futures.

Les autres hypothèses prises en compte dans le modèle des flux de trésorerie actualisés comprennent le taux d'actualisation et les plans de financement du projet à long terme et la date d'achèvement prévue. Les changements à ces autres hypothèses ne devraient raisonnablement pas avoir de conséquences sur la dépréciation inscrite au quatrième trimestre de 2022.

Le risque maximal de perte afférent à notre participation dans Coastal GasLink LP, une entité de détenteurs de droits variables (« EDDV »), au 31 décembre 2022 s'élevait à 3,3 milliards de dollars. Notre risque maximal de perte correspond à la perte maximale qui pourrait être inscrite dans le résultat net de périodes futures en raison de nos droits variables dans une EDDV. Aux termes des ententes de juillet 2022, TC Énergie est tenue contractuellement de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, lesquels sont estimés à 3,3 milliards de dollars, au moyen d'apports de capitaux propres supplémentaires à Coastal GasLink LP (exigences de financement futures), sous réserve de la répartition définitive des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP. L'établissement de notre risque maximal de perte nécessite une estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir 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 les facteurs qualitatifs influant sur la juste valeur des unités d'exploitation, à l'exception de l'unité d'exploitation ANR pour laquelle nous avons décidé de procéder directement à un test de dépréciation quantitatif. Des facteurs qualitatifs tels que la conjoncture macroéconomique, les considérations du secteur et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation, les facteurs de coûts, les résultats financiers historiques et prévus et les événements propres aux diverses unités d'exploitations ont été pris en compte. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de toutes les unités d'exploitation soit supérieure à leur valeur comptable, écart d'acquisition compris, et par conséquent l'écart d'acquisition n'avait pas subi de dépréciation.

Évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation ANR

Comme le temps s'est écoulé depuis le test précédent au 31 décembre 2016 et par suite du règlement de principe visant ANR, nous avons effectué un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition annuel d'ANR au 31 décembre 2022.

L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans notre analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition est classée au niveau 3. Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à l'unité d'exploitation ANR, nous avons eu recours à un modèle des flux de trésorerie actualisés qui tient compte des prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations ainsi que d'un multiple d'évaluation et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque faisant appel à des estimations et jugements importants. Il a été établi que la juste valeur d'ANR dépassait sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2022.

Évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Great Lakes

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

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

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

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

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 d'actifs réglementaires ou de passifs 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)	2022	2021
Autres actifs à court terme	614	169
Autres actifs à long terme	91	48
Créditeurs et autres	(871)	(221)
Autres passifs à long terme	(151)	(47)
	(317)	(51)

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.

au 31 décembre 2022	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					
Actifs	685	608	73	4	—
Passifs	(837)	(742)	(82)	(13)	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	20	6	1	5	8
Passifs	(185)	(129)	(34)	(9)	(13)
	(317)	(257)	(42)	(13)	(5)

Gains et 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)	2022	2021	2020
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Montant des gains latents (pertes latentes) de l'exercice			
Produits de base	14	9	(23)
Change	(149)	(203)	126
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	759	287	183
Change	(2)	240	(33)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(73)	(44)	6
Taux d'intérêt	(3)	(32)	(16)

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

2 En 2022, aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte réalisée de 10 millions de dollars en 2021; néant en 2020).

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 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2022 de la société.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Prêts à des sociétés liées

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

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova pour détenir le gazoduc Sur de Texas, dont nous sommes l'exploitant. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui portait intérêt à un taux variable et qui a été remboursée en totalité à son échéance, le 15 mars 2022, à hauteur de 1,2 milliard de dollars.

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)	2022	2021	2020	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	19	87	110	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(19)	(87)	(110)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	(28)	(41)	(86)	Perte (gain) de change, montant net
Gains de change ¹	28	41	86	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inklus dans le secteur Siège social.

2 Inklus dans le secteur des gazoducs au 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.

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.

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

Dans le cadre des modifications apportées en juillet 2022 aux ententes conclues avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, nous sommes tenus d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, payable sous forme de versements mensuels à compter d'août 2022 jusqu'en février 2023, sans modification de notre participation de 35 %. L'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars a été comptabilisé dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation au bilan consolidé au 31 décembre 2022 et les versements restants de 0,5 milliard de dollars ont été comptabilisés dans les créditeurs et autres au bilan consolidé.

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP. Cette convention de prêt a été modifiée lors de la conclusion des ententes de juillet 2022 et les prélèvements subséquents sur ce prêt effectués par Coastal GasLink LP seront fournis au moyen d'un prêt portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché servant à financer le montant supplémentaire de 3,3 milliards de dollars lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 31 décembre 2022, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,3 milliard de dollars. Le montant total consenti devrait augmenter dans l'avenir afin de soutenir les besoins de financement supplémentaire aux termes de ce prêt. Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs 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 ententes de juillet 2022, 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 %. Se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

L'encours de 250 millions de dollars de ce prêt au 31 décembre 2022 a été ramené à néant dans le cadre des charges de dépréciation constatées au quatrième trimestre de 2022.

Facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue qui nous procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offrait une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars, et l'encours de néant au 31 décembre 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021) était pris en compte dans les prêts à des sociétés liées dans les actifs à court terme au bilan consolidé. La charge de dépréciation inscrite au quatrième trimestre de 2022 n'a pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

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 2022 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2022				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	4 041	3 799	3 637	3 500
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	841	889	358
Résultat comparable	1 129	1 068	979	1 103
Données sur les actions				
(Perte nette) bénéfice net 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 \$

2021				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	3 584	3 240	3 182	3 381
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 118	779	975	(1 057)
Résultat comparable	1 028	970	1 038	1 106
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,14 \$	0,80 \$	1,00 \$	(1,11) \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,05 \$	0,99 \$	1,06 \$	1,16 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

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 trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

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

Dans le secteur des 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 de l'exploitation;
- 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 de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR 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. À compter du premier trimestre de 2022, nous excluons des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latents 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, et les périodes antérieures sont présentées sur la même base. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

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

Nous avons également exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt libellé en pesos à une société liée ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car ces montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

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

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après les impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP (il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information);
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après les 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 les 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 les 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 les impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

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

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

Du résultat comparable du premier trimestre de 2022 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars, après les 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 au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

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

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

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

- une charge après les impôts de 55 millions de dollars liée aux paiements de transition engagés dans le cadre du PDVR;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 11 millions de dollars, après les 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 2021 sont également exclus :

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

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

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

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2022

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021
Gazoducs – Canada	(2 592)	389
Gazoducs – États-Unis	882	818
Gazoducs – Mexique	96	123
Pipelines de liquides	322	373
Énergie et solutions énergétiques	298	191
Siège social	(4)	(6)
Total (des pertes sectorielles) du bénéfice sectoriel	(998)	1 888
Intérêts débiteurs	(722)	(611)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	115	72
(Perte) gain de change, montant net	132	28
Intérêts créditeurs et autres	53	59
(Perte nette) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(1 420)	1 436
Recouvrement (charge) d'impôts	4	(278)
(Perte nette) bénéfice net	(1 416)	1 158
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(8)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(1 425)	1 150
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(32)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	1 118
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base	(1,42) \$	1,14 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2022, (la perte nette) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 2 565 millions de dollars, ou 2,56 \$ par action ordinaire, comparativement à la même période en 2021. Cette forte baisse pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 s'explique surtout par l'effet net des postes particuliers mentionnés ci-dessous. (La perte nette) le bénéfice net par action ordinaire tient aussi compte de l'effet des actions ordinaires émises pour l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021 et de l'émission d'actions ordinaires en 2022.

Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans (la perte nette) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et retranchés du résultat comparable.

Les résultats du quatrième trimestre de 2022 comprennent :

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après les impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP (il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information);
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après les 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 les 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 les 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 les 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.

Les résultats du quatrième trimestre de 2021 comprennent :

- une réduction supplémentaire de 60 millions de dollars, après les impôts, de la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL 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, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel;
- un gain de 19 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 10 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 7 millions de dollars, après les impôts, lié principalement aux ajustements des régimes de retraite comptabilisés dans le cadre du PDVR;
- une charge d'impôts supplémentaire de 6 millions de dollars se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en avril 2020.

(La perte nette) le bénéfice net de toutes les 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 (de la perte nette) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

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

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)		
	2022	2021
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	1 118
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink LP	2 643	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat	64	—
Décision de la REC relative à Keystone	20	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	8	10
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	5	(60)
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	1	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(9)	(7)
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	6
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(7)
Gain sur la vente du pipeline Northern Courier	—	(19)
Activités de gestion des risques ¹	(156)	(13)
Résultat comparable	1 129	1 028
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(1,42) \$	1,14 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink LP	2,60	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat	0,06	—
Décision de la REC relative à Keystone	0,02	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,01	0,01
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	—	(0,06)
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(0,01)	(0,01)
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	0,01
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(0,01)
Gain sur la vente du pipeline Northern Courier	—	(0,02)
Activités de gestion des risques	(0,15)	(0,01)
Résultat comparable par action ordinaire	1,11 \$	1,05 \$

1	trimestres clos les 31 décembre		
	(en millions de dollars)		
	2022	2021	
Gazoducs – États-Unis	(28)	7	
Pipelines de liquides	(38)	(5)	
Installations énergétiques au Canada	30	4	
Installations énergétiques aux États-Unis	5	—	
Stockage de gaz naturel	67	30	
Change	172	(20)	
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(52)	(3)	
Total des gains latents découlant des activités de gestion des risques	156	13	

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	768	674
Gazoducs – États-Unis	1 141	1 032
Gazoducs – Mexique	211	151
Pipelines de liquides	364	380
Énergie et solutions énergétiques	203	168
Siège social	(4)	(10)
BAIIA comparable	2 683	2 395
Amortissement	(670)	(634)
Intérêts débiteurs	(722)	(611)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	115	72
(Perte) gain de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(40)	44
Intérêts créditeurs et autres	53	59
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(259)	(257)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(8)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(32)
Résultat comparable	1 129	1 028
Résultat comparable par action ordinaire	1,11 \$	1,05 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2022 a été supérieur de 288 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs aux États-Unis, principalement attribuable à l'augmentation du résultat de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis par rapport à celui de 2021 en raison du plus grand nombre de transactions et des marges plus élevées, au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et au résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux, facteurs en partie contrebalancés par une diminution imputable à certains éléments particuliers comptabilisés en 2021;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Canada, surtout attribuable à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés et de celle du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs et des coûts transférés au titre du réseau principal au Canada;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique, principalement attribuable au tronçon nord de Villa de Reyes et au tronçon est de Tula dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus élevés tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel supérieur, en partie contrés par les pertes réalisées sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et à la production moindre de la centrale;
- le BAIIA moins élevé du secteur des pipelines de liquides imputable aux résultats inférieurs tirés du tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone et à la décision de la REC relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2022, facteurs compensés en partie par les apports plus élevés des activités de commercialisation des liquides découlant des marges supérieures;
- l'incidence positive de l'appréciation du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars américains. Le BAIIA comparable en dollars américains a augmenté de 27 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; il a été converti en dollars canadiens au taux de 1,36 en 2022, contre 1,26 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2022 a été supérieur de 101 millions de dollars, soit 0,06 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2021. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022, et aux dépenses en immobilisations liées au projet de gazoduc Southeast Gateway, en partie contrebalancées par l'incidence de la réduction des dépenses en immobilisations liées à nos projets de gazoducs aux États-Unis;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont aussi augmenté, aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022;
- les pertes de change nettes inscrites au quatrième trimestre, comparativement à des gains de change nets pour la période correspondante de 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, en partie compensées par l'augmentation des gains réalisés en 2022 par rapport à la période correspondante de 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change;
- l'augmentation l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

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 2022, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

Éléments des résultats et charges libellés en dollars américains, avant les impôts

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars US)	2022	2021
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	842	819
Gazoducs au Mexique ¹	156	140
Pipelines de liquides	204	216
	1 202	1 175
Amortissement	(237)	(245)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(323)	(314)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	55	28
Participations sans contrôle et autres	(44)	(9)
	653	635
Taux de change moyen – conversion de dollars américains en dollars canadiens	1,36	1,26

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.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar américain. Comme ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar américain peuvent influencer sur notre résultat comparable. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt 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. Comme nos actifs et passifs monétaires libellés en dollars US continuent d'augmenter, cette exposition s'accroît. Ces risques sont gérés en partie au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, les gains et pertes sur les dérivés étant comptabilisés au poste « Perte (gain) de change, montant net » dans l'état consolidé des résultats.

Points saillants par secteur

Gazoducs – Canada

(La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a diminué de 2 981 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 rapport à la même période de 2021, et il tient compte du poste particulier suivant qui a été exclu du calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation de 3,0 milliards de dollars, avant les impôts, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 21 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, 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 2022 a augmenté de 4 millions de dollars par rapport à la même période de 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.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a augmenté de 94 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à la période correspondante de 2021, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de l'amortissement et des charges financières traités à titre de coûts transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et 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.

L'amortissement a augmenté de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à la même période de 2021 par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion du réseau de NGTL.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à la même période de 2021 et il tient compte du poste particulier suivant qui a été exclu du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- 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.

L'appréciation du dollar américain pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2021.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 23 millions de dollars US par rapport à la même période en 2021 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en 2021 en raison du plus grand nombre de transactions et des marges plus élevées;
- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance;
- le résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux attribuable aux prix plus élevés des produits de base;
- la diminution du résultat en 2022, principalement imputable à certains éléments particuliers comptabilisés en 2021;
- la diminution du résultat découlant de certains ajustements liés aux reports réglementaires inscrits au quatrième trimestre de 2022, en partie contrebalancée par l'augmentation du résultat par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} août 2022 conformément au règlement tarifaire non contentieux d'ANR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information.

L'amortissement a diminué de 4 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à la même période de 2021, essentiellement en raison du moment où certains ajustements de l'amortissement ont été apportés par suite du règlement tarifaire relatif à Columbia Gas en 2021, facteur en partie contrebalancé par la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a diminué de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021. Cette baisse est imputable à l'incidence d'une provision pour pertes sur créances attendues de 92 millions de dollars au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats. Conformément aux exigences de PCGR des États-Unis, une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location doit être comptabilisée. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent pas les pertes ou les sorties de trésorerie effectivement inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations latentes de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information sur les provisions pour pertes sur créances attendues.

L'appréciation du dollar américain pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens comparativement à la même période en 2021.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 34 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, en raison surtout de l'augmentation des produits attribuable au tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc de Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022.

L'amortissement a diminué de 4 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la comptabilisation de Tamazunchale suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE au troisième trimestre de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés 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.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 51 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à la même période de 2021, et il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIL comparable :

- un ajustement de 118 millions de dollars en 2022, avant les impôts, de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL comptabilisée en 2021 découlant du gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et de la réduction de l'estimation des obligations contractuelles et légales liées aux activités d'abandon;
- une réduction de 79 millions de dollars, avant les impôts, de la charge de dépréciation d'actifs comptabilisée au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021 et se rapportant à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes par suite de la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel;
- une charge de 27 millions de dollars, avant les 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 2020;
- un gain de 13 millions de dollars, avant les impôts, réalisé en 2021 sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et autres de 10 millions de dollars, avant les impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 (14 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021) 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;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

L'appréciation du dollar américain en 2022 par rapport à 2021 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a diminué de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, baisse principalement imputable à l'incidence nette 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, en partie compensée par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance et les contrats à long terme visant environ 20 000 b/j provenant des invitations à soumissionner en 2019 qui ont été commercialisés en avril 2022 et 10 000 b/j de plus en septembre 2022;
- 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'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides du fait de l'élargissement des marges.

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à celui de la même période de 2021, principalement par suite de l'appréciation du dollar américain.

Énergie et solutions énergétiques

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 107 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021. 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 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à celui de la même période de 2021, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé de Bruce Power, essentiellement attribuable au prix contractuel plus élevé, partiellement contrebalancé par les pertes réalisées sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques et la production moindre de la centrale résultant du plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'augmentation du résultat inscrit par les activités de stockage de gaz naturel et autres, principalement imputable à la diminution des coûts liés aux activités d'expansion des affaires de l'ensemble du secteur au quatrième trimestre de 2022;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques au Canada, attribuable principalement à l'apport moindre des activités de négociation, en partie contrebalancé par la hausse des prix de l'électricité réalisés.

L'amortissement du trimestre clos le 31 décembre 2022 a été comparable à celui de la période correspondante de 2021.

Siège social

La perte sectorielle du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a été semblable à celle de la période correspondante de 2021. (La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du secteur Siège social tient compte des coûts avant les impôts liés au PDVR offert en 2021 ainsi que des pertes et des gains de change sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces pertes et gains de change ont été inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus du calcul du BAIIA et du BAII comparables, car ils étaient entièrement compensés par les gains et les pertes de change correspondants inclus au poste « (Perte) gain de change, montant net ». (La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 tient compte d'un gain de 8 millions de dollars attribuable essentiellement à la compression des régimes de retraite et au règlement intervenus après le PDVR offert en 2021.

Le BAIIA et le BAII comparables du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 ont été essentiellement les mêmes que ceux de la période correspondante de 2021.

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

ACM	Programme au cours du marché nous permettant d'émettre sur le capital autorisé des actions ordinaires au prix courant du marché.
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.
ESG	Environnement, responsabilité sociale et gouvernance
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
UNGC	Pacte mondial des Nations Unies (United Nations Global Compact)

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire
TIOL	Taux interbancaire offert à Londres

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
OPEP+	Organisation des pays exportateurs de pétrole plus certains autres pays exportateurs de pétrole
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