



Rapport annuel 2021

La plus importante société d'infrastructure
énergétique en Amérique du Nord,
aujourd'hui et demain.

À propos de TC Énergie

Fournir aux gens l'énergie dont ils ont besoin chaque jour.
En toute sécurité. En innovant. De façon responsable. En collaboration. Avec intégrité.

Nous jouons un rôle essentiel dans la vie tous les jours en fournissant à des millions de gens l'énergie dont ils ont besoin pour vivre dans une perspective de durabilité. Grâce à un réseau sécuritaire et fiable de pipelines de gaz naturel et de liquides, et à nos installations de production d'électricité et de stockage, nous assurons une présence vitale. Guidés par nos valeurs fondamentales de sécurité, d'innovation, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité, nos 7 300 employés contribuent à l'essor des collectivités où nous exerçons des activités au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (« TSX ») et à la bourse de New York (« NYSE »), sous le symbole TRP.

Notre vision

Être la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain.

Reconnaissance des territoires

L'histoire, les cultures et les traditions des groupes autochtones de toute l'Amérique du Nord sont profondément enracinées dans les terres sur lesquelles TC Énergie exerce ses activités. TC Énergie tient à remercier les premiers habitants de ces territoires, toutes générations confondues (passées, présentes et futures), de partager leurs terres natales avec nous.

Informations prospectives

On fait référence dans ces pages à des informations prospectives. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2021 de TC Énergie déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et pouvant être consulté à [TCEnergy.com](https://www.tceenergy.com).

Nos engagements en matière de durabilité et d'ESG

La sécurité, la fiabilité et la durabilité de nos activités d'exploitation sont à la base de tout ce que nous faisons, comme en témoigne notre culture, nos relations avec les groupes autochtones et les propriétaires fonciers, nos engagements envers les parties prenantes et nos partenariats, ainsi que notre prise de décisions. Cela commence avec des valeurs fondamentales fortes, valeurs qui s'incarnent dans nos engagements à protéger notre planète, à créer une prospérité commune et à redonner du pouvoir aux populations.

Nous sommes résolus à vous fournir les informations qu'il vous faut en ce qui concerne notre approche et notre performance au chapitre de l'environnement, de la responsabilité sociale et de la gouvernance (les « facteurs ESG »). Vous trouverez les mises à jour pertinentes sur les facteurs ESG dans notre rapport annuel et à l'adresse [TCEnergy.com/ESG](https://www.tceenergy.com/ESG).



Trois entreprises complémentaires du secteur des infrastructures énergétiques



Gazoducs

25 % de la demande
en Amérique du Nord

Le gaz naturel joue un rôle essentiel dans la transition énergétique. C'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 renouvelable.

Notre réseau de gazoducs de 93 300 kilomètres (58 000 milles) achemine quotidiennement plus de 25 % de l'approvisionnement en gaz naturel à combustion propre partout en Amérique du Nord. Ce réseau de gazoducs assure de manière stratégique le lien entre l'approvisionnement croissant provenant des bassins les plus productifs du continent et les principaux marchés du Canada, des États-Unis et du Mexique. De plus, nous exploitons l'une des plus grandes entreprises de stockage de gaz naturel du continent, dont la capacité de stockage réglementée et non réglementée s'élève à 653 milliards de pieds cubes.



Pipelines de liquides

3,3+ milliards
de barils transportés

Notre réseau de pipelines de liquides de 4 900 kilomètres (3 000 milles) raccorde des sources de pétrole continentales en plein essor aux marchés et raffineries clés. Le réseau d'oléoducs Keystone, notre principal actif pipelinier, transporte environ 20 % des exportations de pétrole de l'Ouest canadien vers le Midwest américain et la côte du golfe du Mexique, où il est converti en carburant et en d'autres produits pétroliers utiles.

Il est attendu que le pétrole brut demeurera une source de carburant importante au cours des prochaines décennies. Nos actifs sont avantageusement situés à proximité de régions productrices qui devraient rester stables et pertinentes jusqu'en 2050, et notre présence bien établie, allant de l'Alberta jusqu'à la côte du golfe du Mexique, nous donne accès aux marchés d'exportation. Afin d'améliorer la durabilité, nous visons à réduire de 99 % le niveau actuel des émissions de GES de nos pipelines de liquides d'ici 2025.



Énergie et stockage

4 millions+
de foyers alimentés

Nous détenons, en propriété exclusive ou partielle, sept centrales de production d'électricité d'une capacité combinée d'environ 4 300 mégawatts (« MW ») — soit assez pour alimenter plus de quatre millions de foyers. Environ 75 % de notre capacité de production d'électricité est à faibles émissions, et nous sommes un chef de file de l'aménagement et de l'exploitation de centrales électriques au gaz naturel à haute efficacité.

Étant donné que la demande d'électricité renouvelable augmente en Amérique du Nord, de nouvelles capacités de production d'énergie hydroélectrique, solaire et éolienne et de stockage d'énergie seront nécessaires pour répondre à la demande croissante et faciliter le virage énergétique. TC Énergie, forte de plus de 20 ans d'expérience dans la production d'électricité et de son large éventail de projets et de possibilités, est bien placée pour saisir les occasions qui se présenteront.





Actualiser notre avenir énergétique

Message de François et Siim

En 2021, TC Énergie a réalisé des progrès importants en vue de devenir la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain. La pandémie de COVID-19 a touché la vie de tout le monde partout sur le continent, mais elle n'a pas ébranlé le besoin d'énergie fiable. Nos services ont continué de susciter une demande forte, notre personnel a innové et travaillé d'arrache-pied, et notre société a continué de grandir.

Une fois de plus, nous avons maximisé la valeur de nos actifs de 100 milliards de dollars et dégagé des résultats solides pour nos actionnaires :

- ▶ Nous avons dégagé un résultat comparable d'environ 4,2 milliards de dollars, soit 4,27 \$ par action ordinaire¹.
- ▶ Nous avons généré des fonds provenant de l'exploitation comparables de 7,4 milliards de dollars¹.
- ▶ Nous avons mis en service des actifs d'une valeur de 4,1 milliards de dollars tout en réalisant notre programme de projets d'investissement garantis de 24 milliards de dollars.



Les facteurs ESG, une priorité incontournable

Au cours de l'exercice qui vient de se terminer, nous avons également constaté une intensification des efforts déployés dans le monde pour décarboner les réseaux énergétiques et les attentes de plus en plus élevées des parties prenantes à l'égard des facteurs ESG, ce qui est tout à fait en phase avec la culture fondée sur des valeurs fondamentales fortes dont nous faisons la promotion depuis longtemps.

En 2021, nous avons officiellement ajouté l'innovation à nos valeurs existantes (sécurité, responsabilité, collaboration et intégrité). L'innovation est une notion évolutive au sein de notre organisation, et elle est aujourd'hui particulièrement pertinente alors que le secteur de l'énergie est en pleine transformation. De plus :

- ▶ Nous avons élaboré une feuille de route pour réduire l'intensité de nos émissions de GES de 30 % d'ici 2030 et faire en sorte que les activités de la société soient carboneutres d'ici 2050.
- ▶ Nous avons publié notre Plan d'action pour la réconciliation avec les Autochtones, fait progresser nos cibles de partenariat avec des groupes autochtones et offert une formation de sensibilisation culturelle autochtone à notre conseil d'administration.
- ▶ Nous avons consacré plus de 27 millions de dollars à la promotion de la prospérité commune dans les collectivités où nous sommes présents.
- ▶ Nous avons favorisé la diversité des idées, des opinions et des points de vue en publiant notre nouveau plan d'action pour l'inclusion et la diversité et en le mettant en application.
- ▶ Nous avons étoffé notre capacité à mesurer notre performance à l'égard des facteurs ESG en ajoutant de nouvelles cibles qui cadrent avec nos 10 engagements en matière de durabilité.

En 2021, nous avons également accordé encore plus d'importance à la santé et à la sécurité en élargissant la portée de nos conversations pour englober la sécurité psychologique et la santé mentale — des questions qui sont devenues plus visibles dans la société depuis deux ans.

Nous sommes tellement reconnaissants envers notre personnel qui, systématiquement, se montre aussi méticuleux et vigilant qu'il le faut pour garantir la sécurité, la fiabilité et la durabilité de nos activités, puisque c'est à la base de tout ce que nous faisons.

¹ Le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui, par conséquent, peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le bénéfice net par action ordinaire et les rentrées nettes liés aux activités d'exploitation sont respectivement les mesures conformes aux PCGR des États-Unis les plus directement comparables. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2021 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information et un rapprochement avec les PCGR américains équivalents.

Des entreprises complémentaires qui favorisent la croissance de la société

Lorsque nous dirigeons notre regard vers l'avenir, la distribution des actifs de TC Énergie fait ressortir la proposition de valeur distinctive de la société. Notre réseau bien connecté d'actifs en Amérique du Nord génère des rendements durables dans cinq secteurs d'activité et trois secteurs géographiques. Nous acheminons du gaz naturel et du pétrole provenant de certains des bassins à plus faible coût du continent vers les marchés où la demande est la plus forte et nous possédons sept centrales électriques qui produisent 75 % d'électricité à faibles émissions. En Amérique du Nord, TC Énergie occupe une position unique au croisement des molécules et des électrons.

L'an dernier, nous avons mis en service des actifs de 4,1 milliards de dollars et approuvé des nouveaux projets de 7 milliards de dollars. Ces projets permettront la modernisation et l'expansion de nos entreprises de base, lesquelles seront utilisées et utiles pendant des dizaines d'années encore.

Nos actifs joueront également un rôle dans la transition énergétique en permettant le développement et le déploiement de nouvelles technologies pour aider nos clients à atteindre leurs objectifs de réduction des émissions. La démonstration en a été faite l'an dernier lorsque nous avons fait avancer plusieurs initiatives de croissance liées à la transition énergétique, notamment des possibilités dans les énergies renouvelables, l'hydrogène ainsi que le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (« CUSC »). Nous gérons la croissance de chaque entreprise de façon stratégique, en surveillant de près le contexte mondial en pleine évolution.

Nous avons consacré une quantité considérable de temps et d'efforts à bonifier notre engagement envers les parties prenantes et à étoffer nos capacités en vue de la transition énergétique. En y regardant de plus près, nous avons constaté que nous pourrions probablement repérer des possibilités à faible intensité de carbone qui seront réalisables et en phase avec nos préférences établies en matière de risque et nos attentes en matière de rendement.

Pour en apprendre davantage sur la portée des actions, le rendement et les stratégies de croissance que nous entendons mettre en place à l'échelle de la société, veuillez consulter notre rapport de gestion de 2021. Les mesures que nous prenons selon notre feuille de route jusqu'en 2050 sont décrites à la rubrique intitulée *Les partenariats et l'innovation à l'appui de la décarbonation*.

Une performance solide

Au cours des 21 dernières années, nous avons dégagé un rendement total annuel moyen pour les actionnaires de 12 %, et la société continue d'afficher une excellente performance. Comme environ 95 % de nos services sont réglementés ou visés par des contrats à long terme, nous sommes en grande partie à l'abri de la volatilité associée aux prix des produits de base et

aux volumes de production, en phase avec la demande d'énergie prévue et bien placés pour saisir les occasions que crée la transition énergétique.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons dégagé un résultat comparable de 4,27 \$ par action ordinaire et des fonds provenant de l'exploitation comparables de 7,4 milliards de dollars. Ces résultats rendent compte de la forte demande soutenue à l'égard de nos services, des nouveaux actifs mis en service et de notre recherche constante de l'excellence opérationnelle.

Fort de sa confiance en la vigueur de notre performance financière et en notre avenir, en février 2022, notre conseil d'administration a majoré le dividende trimestriel sur nos actions ordinaires pour une 22^e année consécutive, le portant à 3,60 \$ par action sur une base annualisée, soit une hausse d'environ 3,4 %.

Au fil de la croissance de la demande et de l'évolution technologique, TC Énergie jouera assurément un rôle vital dans la transition énergétique qui se déroule actuellement. Nous sommes persuadés que nous pourrions dégager des rendements durables pour les actionnaires en exploitant les possibilités d'investissement qui se présenteront du fait de la demande d'énergie accrue et du passage à un avenir à plus faible intensité de carbone.

Financer notre croissance

Jusqu'en 2026, nous prévoyons que notre programme actuel de projets d'investissement et nos versements de dividendes prévus seront en grande partie autofinancés par nos importants flux de trésorerie générés en interne. Compte tenu de notre programme de projets d'investissement garantis de 24 milliards de dollars et nos investissements de maintien continus, nous visons une croissance annuelle moyenne du BAIIA comparable² d'au moins 5 %.

Dans le même ordre d'idées, notre BAIIA comparable prévu jusqu'en 2026 restera stable, étant généré à 95 % environ par des actifs réglementés et visés par des contrats à long terme. Pendant cette période, nous prévoyons également rehausser notre solide profil de crédit et atteindre nos cibles en matière de crédit.

Que ce soit grâce à des améliorations des produits nécessitant peu de capitaux, à des réductions de coûts ou à des agrandissements, des prolongements et des modernisations du réseau, en passant par un vaste éventail de possibilités liées à la transition énergétique qui cadrent avec nos préférences en matière de risque par rapport au rendement, nous nous attendons à ce que nos perspectives actuelles de croissance du BAIIA comparable se bonifient au fil du temps.

Comme toujours, nous répartirons le capital de manière à maximiser la croissance du bénéfice, des flux de trésorerie et des dividendes par action et à dégager des rendements à long terme supérieurs pour nos actionnaires.

² Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui, par conséquent, peut ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Le bénéfice sectoriel est la mesure conforme aux PCGR des États-Unis la plus directement comparable. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2021 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information et un rapprochement avec les PCGR américains équivalents.

Un réseau sans pareil qui ouvre des possibilités de croissance

Grâce à notre réseau de classe mondiale, nous sommes dotés d'assises inégalées pour croître et évoluer vers un futur où l'énergie produira moins d'émissions de carbone. Incluant les investissements de maintien recouvrables, nous prévoyons approuver des nouveaux projets de plus de 5 milliards de dollars annuellement au cours des dix prochaines années.

1. CERNER LES GAINS D'EFFICIENCE

Améliorer le rendement du capital investi par l'innovation et la réduction des coûts.

2. CROISSANCE DANS LES CORRIDORS

Investir sans cesse dans des programmes d'expansion, de prolongement et de modernisation de nos infrastructures existantes de transport de gaz naturel et de liquides.

3. GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (« GNL »)

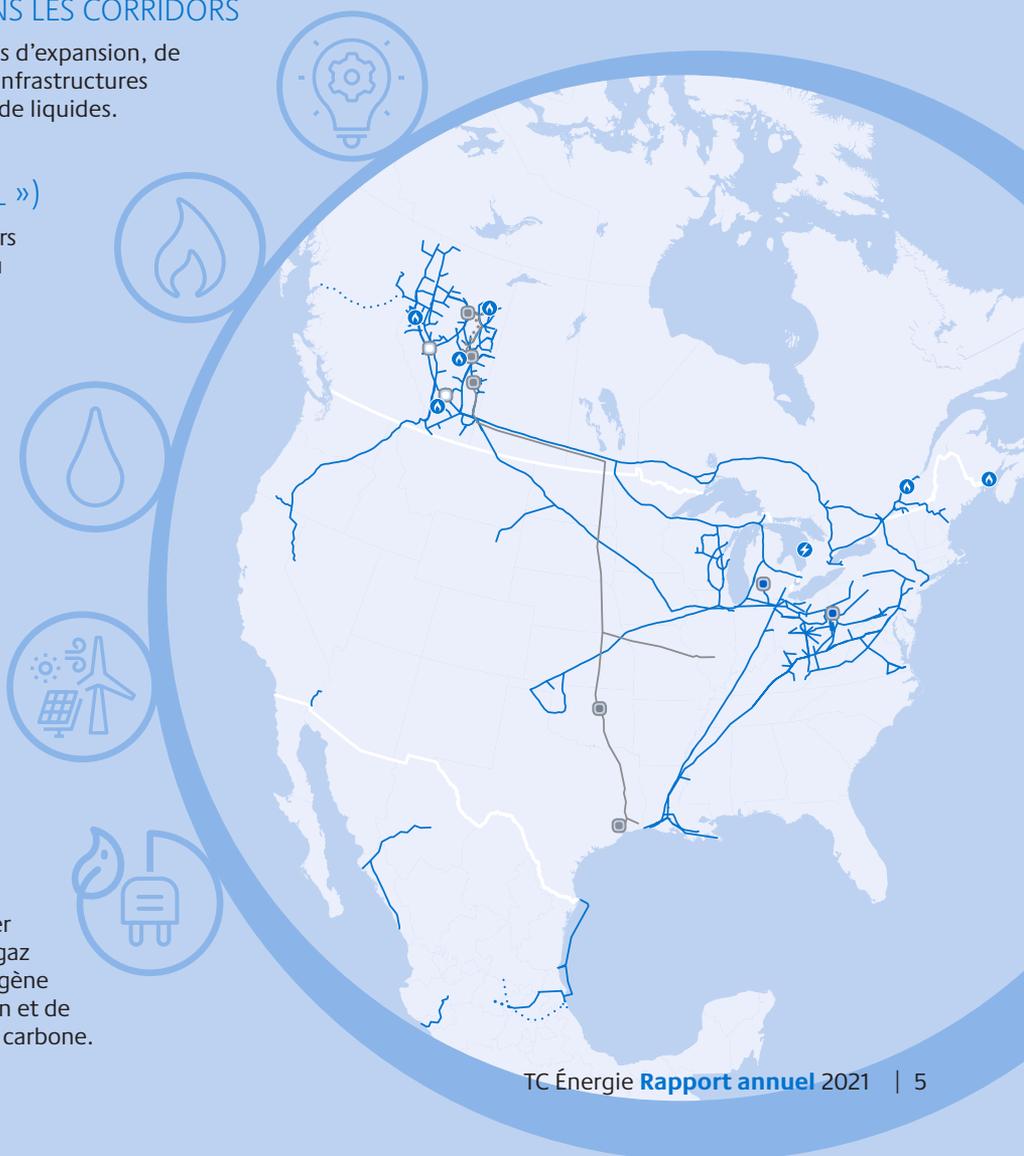
Raccorder les approvisionnements gaziers d'Amérique du Nord aux côtes afin d'ouvrir au GNL l'accès aux marchés mondiaux en plein essor — et neutraliser les carburants à plus fortes émissions comme le charbon.

4. ÉNERGIES RENOUVELABLES ET STOCKAGE

Aménager des sources d'énergie éolienne et solaire et des installations de stockage à grande échelle — y compris des solutions pour alimenter notre réseau de pipelines avec des énergies renouvelables.

5. POURSUITE DE LA DÉCARBONATION DU RÉSEAU ÉNERGÉTIQUE

Mettre à contribution notre réseau de classe mondiale, nos relations solides et nos capacités complémentaires pour explorer le vaste potentiel de développement du gaz naturel renouvelable, de l'hydrogène et des solutions de captage, d'utilisation et de stockage du carbone.





Par ailleurs, nous tenons à remercier tout spécialement Messieurs D. Michael G. Stewart, Stephan Cretier et Randy Limbacher, qui prendront leur retraite du conseil en avril prochain. Mike, qui s'est joint au conseil en 2006, a occupé les fonctions de président du comité de santé, sécurité et environnement et du comité de gouvernance. Stephan et Randy se sont joints à notre conseil en 2017 et en 2018, respectivement. Avec Mike, ils ont fait preuve d'un sens aigu des affaires et d'un engagement indéfectible à promouvoir les valeurs de TC Énergie d'une manière qui a vraiment bien servi la société et ses actionnaires. Nous les remercions tous les trois pour leurs nombreuses années de service et leur souhaitons beaucoup de succès dans leurs projets futurs.

Si vous prenez en compte les flux de trésorerie prévisibles et à long terme de TC Énergie, son plan de croissance élaboré, ses capacités techniques très avancées et son engagement à innover et à créer en mettant l'accent sur les facteurs ESG, vous constatez que la société est dans une position très enviable. Nous recherchons l'équilibre entre la rigueur et la créativité dans le monde de possibilités qui s'ouvrira à nous. Nous sommes reconnaissants envers notre personnel, notre équipe de direction et notre conseil d'administration pour leur incessante recherche d'excellence.

Estimés actionnaires, nous vous remercions de votre soutien indéfectible.

Cordialement,

François Poirier
Président et chef
de la direction

Siim A. Vanaselja
Président du conseil

Une équipe brillante, un avenir prospère

Rien de tout cela ne serait possible sans notre équipe de 7 300 personnes dévouées et talentueuses qui assurent discrètement et de manière fiable le transport de l'énergie si essentielle partout sur le continent. En cette époque de plus en plus complexe et parfois difficile, elles relèvent le défi et s'attèlent à réaliser l'important chaque jour.

À la tête de ces efforts se trouve une équipe de haute direction sans pareille et dotée de talents complémentaires, de la ténacité et de l'attitude innovante qui font le caractère distinctif de TC Énergie et qui seront le moteur de notre réussite continue. Sous la gouvernance inébranlable de notre conseil d'administration, l'équipe de direction produit constamment des résultats qui sont à la hauteur des rendements élevés que dégage TC Énergie depuis longtemps.

Dans le cadre de notre processus de renouvellement du conseil, nous avons aussi le plaisir d'accueillir William D. Johnson comme membre du conseil. Nommé en juin 2021, Bill apporte avec lui un solide leadership et plusieurs dizaines d'années d'expérience dans le secteur des services publics et de l'énergie. Il est un ajout précieux au conseil, et nous sommes certains qu'il y apportera une grande contribution dans les prochaines années.

Les partenariats et l'innovation à l'appui de la décarbonation

Notre stratégie pour aborder la transition énergétique consiste notamment à réduire nos émissions de GES tout en mettant à profit les occasions de croissance que recèlent les carburants et les infrastructures à faibles émissions.

Nos actifs existants, qui continueront d'être essentiels pour les réseaux futurs, créent un avantage concurrentiel durable. Nous établissons des partenariats collaboratifs au sein de l'industrie afin d'explorer davantage et de concevoir des projets de décarbonation viables sur le plan commercial. Voici quelques faits saillants des progrès accomplis en 2021.

MODERNISATION DE NOS RÉSEAUX ET ACTIFS EXISTANTS

- ▶ Approbation des projets VR et WR qui permettront de réduire les émissions, d'augmenter le débit et d'améliorer la fiabilité de certains postes de compression de nos réseaux de Columbia Gas et d'ANR aux États-Unis.

DÉCARBONATION DE L'ÉNERGIE QUE NOUS CONSOMMONS

- ▶ Lancement d'un processus de demande de propositions visant à trouver des sources d'énergie renouvelable pour alimenter la partie du réseau d'oléoducs Keystone qui se trouve aux États-Unis.

AMÉNAGEMENT DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ET DE SOLUTIONS DE STOCKAGE

- ▶ Conclusion avec EDP Renewables d'une convention d'achat d'électricité de 15 ans visant la totalité de l'électricité produite par la centrale éolienne de 297 mégawatts de Sharp Hills, en Alberta.
- ▶ Conclusion d'une entente avec le ministère de la Défense nationale afin de faire progresser l'aménagement du projet proposé d'accumulation par pompage en Ontario, un projet de classe mondiale.

EXPLORATION D'AUTRES PROJETS À FAIBLES ÉMISSIONS DE CARBONE AVEC NOS PARTENAIRES

- ▶ Conclusion d'ententes avec Nikola Corporation et Hyzon Motors pour explorer l'aménagement conjoint de carrefours de production d'hydrogène aux États-Unis et au Canada.
- ▶ Annonce d'une entente avec Irving Oil axée sur la décarbonation des actifs courants et le déploiement de nouvelles technologies pour réduire les émissions totales.
- ▶ Annonce de plans avec Pembina Pipeline Corporation pour aménager conjointement le Réseau carbone de l'Alberta, un réseau de CUSC d'envergure mondiale.

En 2021, la société est également devenue un membre fondateur de l'Emerging Fuels Institute créé par Pipeline Research Council International. De plus, en tant que signataire des Methane Guiding Principles (« MGP »), nous avons présenté un atelier virtuel sur le méthane qui s'adressait aux sociétés de services publics et aux sociétés pétrolières et gazières du Canada dans le cadre du programme de sensibilisation mondiale de 2021 de MGP.



Points saillants des résultats financiers

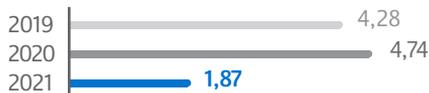
12 %

rendement total annuel moyen depuis 2000

Résultat comparable par action ordinaire³ (en dollars)



Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)



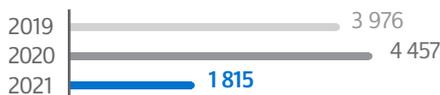
BAIIA comparable³ (en millions de dollars)



Résultat comparable³ (en millions de dollars)



Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)



Total du bénéfice sectoriel (en millions de dollars)



Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars)



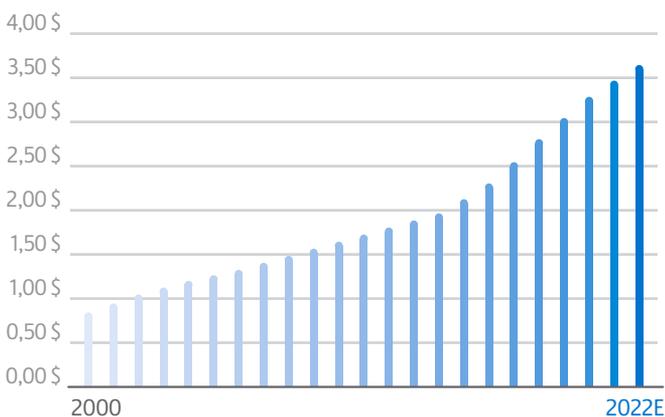
Fonds provenant de l'exploitation comparables³ (en millions de dollars)



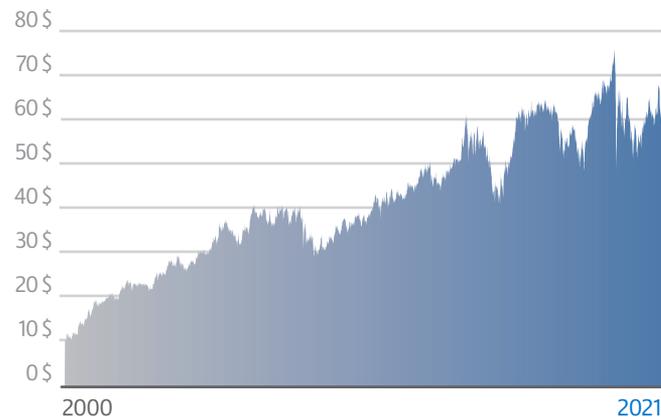
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation (en millions de dollars)



Croissance du dividende



Cours de l'action ordinaire — Bourse de Toronto



³ Mesures non conformes aux PCGR qui ne constituent pas des mesures définies prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR américains; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2021 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information et un rapprochement avec les PCGR américains équivalents.

Rapport de gestion

Le 14 février 2022

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 2021, 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	14
• Trois entreprises essentielles	15
• Notre stratégie	16
• Points saillants des résultats financiers de 2021	20
• Perspectives	29
• Programme d'investissement	30
ENTREPRISE DE GAZODUCS	36
GAZODUCS – CANADA	45
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	50
GAZODUCS – MEXIQUE	56
PIPELINES DE LIQUIDES	60
ÉNERGIE ET STOCKAGE	71
SIÈGE SOCIAL	82
SITUATION FINANCIÈRE	88
AUTRES RENSEIGNEMENTS	101
• Gestion des risques d'entreprise	101
• Contrôles et procédures	115
• Estimations comptables critiques	116
• Instruments financiers	117
• Transactions avec des parties liées	119
• Modifications comptables	119
• Résultats trimestriels	120
GLOSSAIRE	130

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 130. Tous les renseignements sont en date du 14 février 2022 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, y compris la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue des dividendes;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- 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;
- 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 prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

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

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et 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;
- les taux d'inflation et le prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés de nos 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;
- 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 et à la COVID-19;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels, notamment ceux qui se rapportent spécifiquement au projet d'oléoduc Keystone XL;
- 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, notamment la pandémie de COVID-19 et ses répercussions imprévues.

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

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de 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;
- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des investissements et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

Nous excluons des mesures comparables les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur 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. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur 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. Nous excluons également des mesures comparables les gains et les pertes de change non réalisés sur le prêt 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.

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 bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (« 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

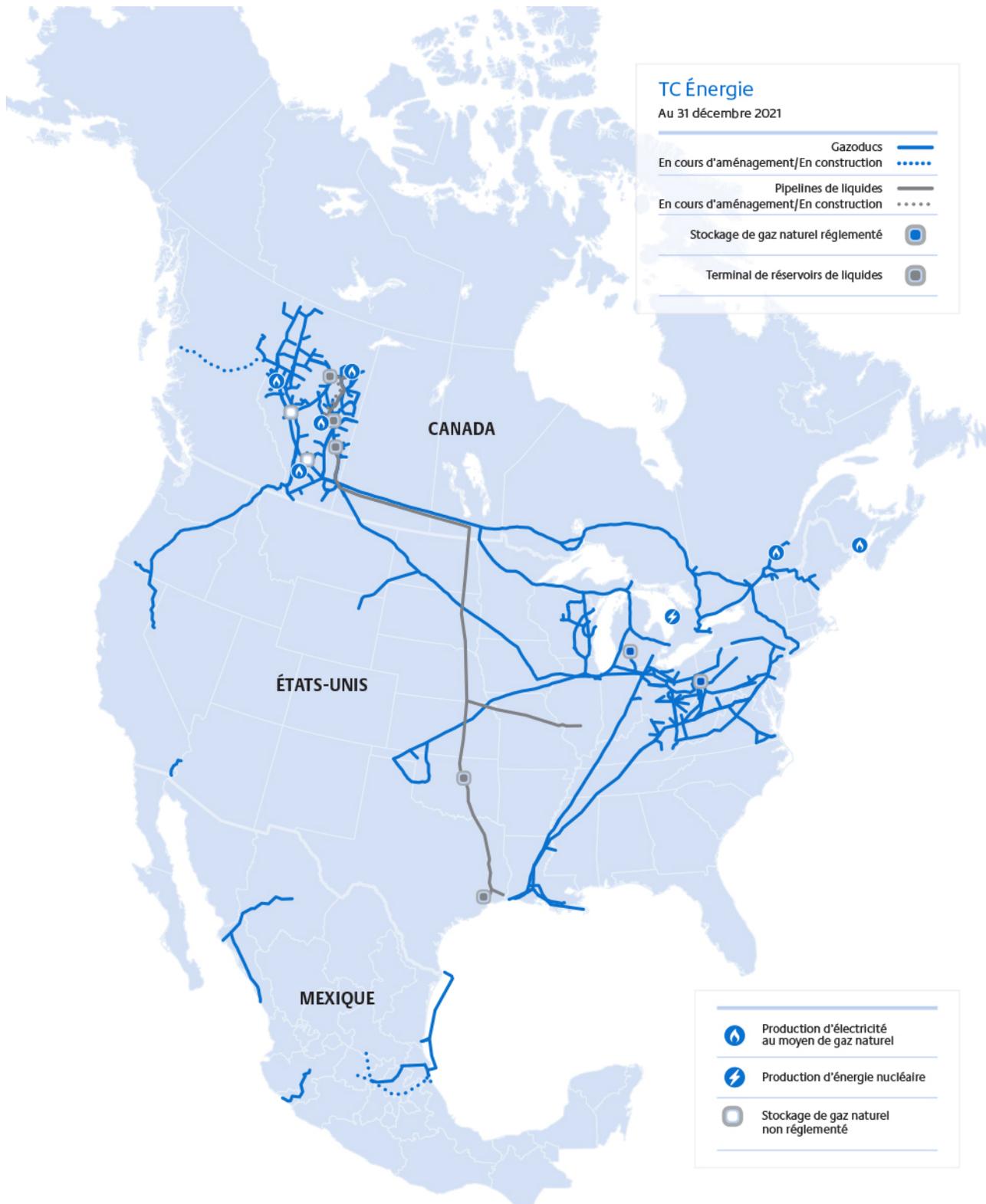
Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, la charge d'impôts 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 à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation (le « fonds de roulement »). Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées à la note 27, « Variations du fonds de roulement d'exploitation », de nos états financiers consolidés de 2021. 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 d'exploitation, 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 des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'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 stockage. 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 stockage. 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)	2021	2020
Total de l'actif par secteur		
Gazoducs – Canada	25 213	22 852
Gazoducs – États-Unis	45 502	43 217
Gazoducs – Mexique	7 547	7 215
Pipelines de liquides	14 951	16 744
Énergie et stockage	6 563	5 062
Siège social	4 442	5 210
	104 218	100 300

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2021	2020
Total des produits par secteur		
Gazoducs – Canada	4 519	4 469
Gazoducs – États-Unis	5 233	5 031
Gazoducs – Mexique	605	716
Pipelines de liquides	2 306	2 371
Énergie et stockage	724	412
	13 387	12 999

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2021	2020
BAIIA comparable par secteur¹		
Gazoducs – Canada	2 675	2 566
Gazoducs – États-Unis	3 856	3 638
Gazoducs – Mexique	666	786
Pipelines de liquides	1 526	1 700
Énergie et stockage	683	677
Siège social	(24)	(16)
	9 382	9 351

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, concentrée sur le transport et la distribution de l'énergie dont la population a besoin chaque jour. Notre but est de constituer et de faire grandir un portefeuille d'infrastructures qui nous permettra de prospérer, peu importe le rythme de la transition énergétique et l'orientation que celle-ci prendra.

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, qui desservent les corridors stratégiques de l'Amérique du Nord et reposent sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée, produisent des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables et constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque. 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.

Ce sont ces convictions qui sous-tendent notre cadre de répartition des capitaux, et nous veillerons à modifier la composition de notre portefeuille en conséquence dans les années à venir.

Ventilation du BAIIA comparable¹

Exercice clos le 31 décembre	2021
BAIIA comparable par secteur	
Gazoducs – Canada	29 %
Gazoducs – États-Unis	41 %
Gazoducs – Mexique	7 %
Pipelines de liquides	16 %
Énergie et stockage	7 %
	100 %

1 Il y a lieu de se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2021 pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteur.

À mesure que se déroulera la transition énergétique, nos futurs investissements vont modifier la répartition de nos activités, ce qui entraînera les changements prévus suivants dans la répartition des capitaux :

- la proportion de notre secteur Énergie et stockage 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.

Les éléments clés de notre stratégie, exposés ci-dessous, soutiennent la capacité de notre entreprise à rester concurrentielle, responsable et innovante, rehaussent la proposition de valeur pour nos actionnaires et nous permettent de combler les besoins en énergie actuels et futurs de la population en toute sécurité.

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 24 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. Ces investissements, lorsque les actifs seront mis en service, contribueront à augmenter les résultats et les flux de trésorerie.
- 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 notre empreinte carbone et celle de nos clients 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 pipelinères 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 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. 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

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 d'une manière sûre et responsable et en respectant les valeurs de collaboration et d'intégrité qui sont les nôtres. Pour y parvenir, nous misons 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 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 permet 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.
- **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. 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 et 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.
- **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. Notre Rapport sur la durabilité de 2021 table sur notre engagement à établir des mesures et des cibles claires à l'égard de nos dix engagements pour la durabilité publiés l'an dernier. Nous sommes également déterminés à réduire de 30 % les émissions de GES de nos établissements d'ici 2030 et à atteindre l'objectif de zéro émission, sur une base nette, d'ici 2050.
- **Communications franches** – Nous entretenons avec soin nos relations avec nos clients et nos actionnaires et veillons à communiquer clairement et en toute franchise nos perspectives 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 la gestion de notre portefeuille. Réserver les émissions d'actions ordinaires à la réalisation des occasions transformatives.

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 2021

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 23 et 90 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)	2021	2020	2019
Bénéfice			
Produits	13 387	12 999	13 255
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 815	4 457	3 976
par action ordinaire – de base	1,87 \$	4,74 \$	4,28 \$
BAIIA comparable ¹	9 382	9 351	9 366
Résultat comparable	4 153	3 945	3 851
par action ordinaire	4,27 \$	4,20 \$	4,14 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 890	7 058	7 082
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 406	7 385	7 117
Dépenses d'investissement ²	7 134	8 900	8 784
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	35	3 407	2 398
Bilan³			
Total de l'actif	104 218	100 300	99 279
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	38 661	36 885	36 985
Billets subordonnés de rang inférieur	8 939	8 498	8 614
Participation sans contrôle rachetable ⁴	—	393	—
Actions privilégiées	3 487	3 980	3 980
Participations sans contrôle	125	1 682	1 634
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	29 784	27 418	26 783
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,48 \$	3,24 \$	3,00 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	973	940	929
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	981	940	938

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel, la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la page 21.

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 2021 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)	2021	2020	2019
Gazoducs – Canada	1 449	1 657	1 115
Gazoducs – États-Unis	3 071	2 837	2 747
Gazoducs – Mexique	557	669	490
Pipelines de liquides	(1 600)	1 359	1 848
Énergie et stockage	628	181	455
Siège social	(46)	70	(70)
Total du bénéfice sectoriel	4 059	6 773	6 585
Intérêts débiteurs	(2 360)	(2 228)	(2 333)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	267	349	475
Intérêts créditeurs et autres	200	213	460
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 166	5 107	5 187
Charge d'impôts	(120)	(194)	(754)
Bénéfice net	2 046	4 913	4 433
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(91)	(297)	(293)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 955	4 616	4 140
Dividendes sur les actions privilégiées	(140)	(159)	(164)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 815	4 457	3 976
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,87 \$	4,74 \$	4,28 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré en 2021 à 1,8 milliard de dollars, ou 1,87 \$ par action (4,5 milliards de dollars, ou 4,74 \$ par action en 2020; 4,0 milliards de dollars, ou 4,28 \$ par action, en 2019), soit une baisse de 2,6 milliards de dollars, ou 2,87 \$ par action, comparativement à 2020. Cette diminution s'explique principalement par la charge de dépréciation d'actifs de 2,1 milliards de dollars après les impôts liée au projet d'oléoduc Keystone XL, déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'autres obligations contractuelles et légales comptabilisés en 2021. La diminution du bénéfice net par action ordinaire en 2021 reflète aussi l'incidence de l'émission d'actions ordinaires à l'acquisition de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP. L'augmentation de 0,46 \$ du bénéfice net par action ordinaire en 2020 comparativement à 2019 reflétait la croissance du bénéfice net en 2020 ainsi que l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

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

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, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- 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 d'entreposage des actifs du 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 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.

La charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL ne tient pas compte des montants compensatoires au titre de l'investissement du gouvernement de l'Alberta dans le projet Keystone XL ni du remboursement par ce dernier de la facilité de crédit garantie liée au projet sans recours envers TC Énergie, lesquels ont été comptabilisés à l'état consolidé des capitaux propres en 2021 et ont permis d'atténuer les conséquences financières pour la société de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions.

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 Pipeline Limited Partnership (« 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.

2019

- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier;
- une perte de 194 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui étaient destinées à la vente;
- une reprise de 195 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation avait été jugée plus probable qu'improbable;
- une perte de 152 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream, comptabilisée en 2019;
- un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de la centrale de Coolidge;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'appliquait à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (la « CATR »);
- une perte de 6 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « 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 toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2021	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 815	4 457	3 976
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	2 134	—	—
Programme de départ volontaire à la retraite	48	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	37	—	—
Gain sur la vente de Northern Courier	(19)	—	(115)
(Gain) perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	(7)	283	194
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	(402)	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	(299)	(195)
(Gain) perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	(18)	152
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	(54)
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(32)
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	6
Activités de gestion des risques ¹	145	(76)	(81)
Résultat comparable	4 153	3 945	3 851
Bénéfice net par action ordinaire	1,87 \$	4,74 \$	4,28 \$
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	2,19	—	—
Programme de départ volontaire à la retraite	0,05	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,04	—	—
Gain sur la vente du pipeline Northern Courier	(0,02)	—	(0,12)
(Gain) perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	(0,01)	0,30	0,21
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	(0,43)	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	(0,32)	(0,21)
(Gain) perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	(0,02)	0,16
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	(0,06)
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(0,03)
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	0,01
Activités de gestion des risques	0,15	(0,07)	(0,10)
Résultat comparable par action ordinaire	4,27 \$	4,20 \$	4,14 \$

1 exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Gazoducs – États-Unis	6	—	—
Pipelines de liquides	(3)	(9)	(72)
Installations énergétiques au Canada	12	(2)	—
Installations énergétiques aux États-Unis	—	—	(52)
Stockage de gaz naturel	(6)	(13)	(11)
Change	(203)	126	245
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	49	(26)	(29)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(145)	76	81

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de 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)	2021	2020	2019
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	2 675	2 566	2 274
Gazoducs – États-Unis	3 856	3 638	3 480
Gazoducs – Mexique	666	786	605
Pipelines de liquides	1 526	1 700	2 192
Énergie et stockage	683	677	832
Siège social	(24)	(16)	(17)
BAIIA comparable	9 382	9 351	9 366
Amortissement	(2 522)	(2 590)	(2 464)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 354)	(2 228)	(2 333)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	267	349	475
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	444	173	162
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(833)	(654)	(898)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(91)	(297)	(293)
Dividendes sur les actions privilégiées	(140)	(159)	(164)
Résultat comparable	4 153	3 945	3 851
Résultat comparable par action ordinaire	4,27 \$	4,20 \$	4,14 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2021 et de 2020

Le BAIIA comparable de 2021 a été supérieur de 31 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 actifs du secteur Gazoducs – 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 de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice traités à titre de 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 et des impôts sur le bénéfice transférés au titre du réseau principal au Canada, facteurs en partie contrebalancés par la baisse de l'amortissement et des charges financières transférés;
- le maintien des résultats du secteur Énergie et stockage, 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 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 27, 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 au taux 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.

Bien que l'affaiblissement du dollar américain en 2021 par rapport à 2020 ait eu une incidence défavorable importante sur le BAIIA comparable de 2021, l'incidence correspondante sur le résultat comparable a été négligeable grâce aux couvertures naturelles et économiques ayant eu un effet compensatoire. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

BAIIA comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le BAIIA comparable de 2020 a été inférieur de 15 millions de dollars à celui de 2019, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, l'apport plus faible des activités de commercialisation des liquides et la vente, en juillet 2019, d'une participation de 85 % dans Northern Courier;
- la baisse du résultat du secteur Énergie et stockage, principalement imputable à la diminution des résultats de Bruce Power en 2020 par suite surtout de l'incidence nette de la diminution de la production d'électricité à cause du début du programme de RCP du réacteur 6, en janvier 2020, en partie compensée par la réduction du nombre de jours d'arrêt d'exploitation des autres réacteurs et la hausse des prix de l'électricité réalisés. De plus, la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada en 2020 s'expliquait en grande partie par la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme en avril 2020, et la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- le BAIIA comparable plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse du résultat fondé sur les tarifs et du traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement relativement au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, de même qu'à la hausse des charges financières transférables relatives à ce réseau et aux produits d'aménagement de Coastal GasLink comptabilisés en 2020, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada;
- l'apport accru des gazoducs au Mexique découlant principalement de l'accroissement du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas après la mise en service de celui-ci en septembre 2019. Cet élément tenait compte des produits 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;
- les résultats supplémentaires des gazoducs aux États-Unis, redevables aux projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service, ainsi que l'accroissement du résultat d'ANR grâce à la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage, facteurs en partie contrebalancés par la baisse du résultat découlant de la vente de certains actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'incidence du raffermissement 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 27, le BAIIA comparable en dollars américains avait diminué de 174 millions de dollars US par rapport à celui de 2019 pour s'établir à 4,3 milliards de dollars US; cependant, il avait été converti au taux de 1,34 en 2020, contre 1,33 en 2019. 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 certaines charges, dont les impôts sur le bénéfice, les charges financières et l'amortissement de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, 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 2021 et de 2020

Le résultat comparable de 2021 a été supérieur de 208 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;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout aux gains réalisés en 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US alors qu'en 2020, des pertes avaient été réalisées à ce titre;

- la diminution des participations sans contrôle par suite de l'acquisition, le 3 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 du fait 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'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel le 20 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 du 1^{er} 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.

Résultat comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le résultat comparable de 2020 avait été supérieur de 94 millions de dollars, ou 0,06 \$ par action ordinaire, à celui de 2019.

Cette augmentation était principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la charge d'impôts, principalement par suite de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada et de l'incidence de l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers;
- la baisse des intérêts débiteurs découlant de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant essentiellement à Keystone XL, déduction faite de l'incidence de l'achèvement de la construction de la centrale Napanee en 2020, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés. Ces facteurs avaient été en partie contrebalancés par l'effet des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, et par l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars US;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison surtout des projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service et de la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula à cause de nouveaux retards de construction, en partie contrebalancée par la poursuite de la construction du gazoduc Villa de Reyes;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concernait les gazoducs au Canada et aux États-Unis par suite de la mise en service de nouveaux actifs. La charge d'amortissement des gazoducs au Canada est entièrement recouverte par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés, de sorte que son effet sur le résultat comparable est négligeable.

Le résultat comparable par action avait subi l'effet des actions ordinaires émises aux fins de l'acquisition de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP, le 3 mars 2021, et dans le cadre de notre RRD en 2019. 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. Malgré l'écart important entre les taux de change moyens de 2021 et de 2020, l'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable de la période considérée, après prise en compte des effets compensatoires naturels et de 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)	2021	2020	2019
BAIIA comparable			
Gazoducs – États-Unis	3 075	2 714	2 623
Gazoducs – Mexique ¹	602	666	568
Pipelines de liquides aux États-Unis	884	955	1 318
	4 561	4 335	4 509
Amortissement	(911)	(877)	(847)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 259)	(1 302)	(1 326)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations	10	131	34
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	101	182	205
Participations sans contrôle et autres	(76)	(248)	(233)
	2 426	2 221	2 342
Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens	1,25	1,34	1,33

1 Exclut les intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés liés à Sur de Texas, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 6,9 milliards de dollars en 2021, soit 2 % de moins qu'en 2020 en raison 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. Quant aux fonds provenant de l'exploitation comparables, ils se sont établis à 7,4 milliards de dollars en 2021, ce qui cadre avec ceux de 2020 et reflète l'accroissement du résultat comparable, en partie annulé par les frais qui avaient été recouverts en 2020 à la suite des travaux de construction du gazoduc Sur de Texas, ainsi que par la baisse des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Gazoducs – Canada	2 737	3 608	3 906
Gazoducs – États-Unis	2 820	2 785	2 516
Gazoducs – Mexique	129	173	357
Pipelines de liquides	571	1 442	954
Énergie et stockage	842	834	1 019
Siège social	35	58	32
	7 134	8 900	8 784

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, intitulée « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2021 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

En 2021 et en 2020, nous avons investi 7,1 milliards de dollars et 8,9 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 2021 et de 2020 comprenait des apports de 1,2 milliard de dollars et de 0,8 milliard de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement liés à Bruce Power et à Iroquois.

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 transactions ci-après aux fins de la gestion de notre portefeuille. Tous les produits en trésorerie sont indiqués avant les impôts sur le bénéficiaire 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.

En plus du produit tiré des transactions susmentionnées, nous avons reçu en 2020 une somme de 1,5 milliard de dollars provenant du premier prélèvement effectué par Coastal GasLink LP sur la facilité de crédit de projet avant la vente de la participation.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs de 3,9 milliards de dollars en 2021. Au 31 décembre 2021, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, y compris les participations sans contrôle, comptaient pour 35 % de la structure du capital (35 % en 2020), 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 15 % (16 % en 2020). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 3,4 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,90 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2022, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,60 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 22^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

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. Depuis le dividende déclaré le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré. Entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 octobre 2019, les actions ordinaires étaient émises sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
(en millions de dollars)			
Actions ordinaires	3 317	2 987	1 798
Actions privilégiées	141	159	160

PERSPECTIVES

BAlIA comparable et résultat comparable

Nous nous attendons à ce que le BAlIA comparable de 2022 soit légèrement supérieur à celui de 2021; toutefois, le résultat comparable par action ordinaire de 2022 sera probablement équivalent à celui de 2021, en grande partie en raison de la baisse du taux de couverture de change moyen sur notre résultat de 2022 libellé en dollars US, ainsi qu'en raison des éléments suivants :

- la croissance du réseau de NGTL;
- l'apport de la mise en service probable du gazoduc Villa de Reyes;
- l'augmentation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets de gazoducs au Mexique sous réserve de la résolution satisfaisante du litige contractuel actuel;
- l'incidence sur un exercice complet des actifs mis en service en 2021 et des nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2022, déduction faite de la charge d'amortissement supplémentaire;
- l'apport moindre du réseau d'oléoducs Keystone et la réduction des marges réalisées par notre entreprise de commercialisation des liquides;
- la hausse des intérêts débiteurs du fait des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres arrivés à échéance.

Nous continuons de surveiller les développements sur les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires, de même que l'évolution de la COVID-19, et leurs conséquences sur les perspectives indiquées ci-dessus.

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

Nous prévoyons de consacrer environ 6,5 milliards de dollars en 2022 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 2022 concernera l'expansion du réseau de NGTL, 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 de la société. Nous admettons que la durée de la pandémie de COVID-19 et ses répercussions possibles sur nos activités de construction et nos dépenses d'investissement restent incertaines; nous ne pensons pas, cependant, que ces perturbations auront un effet considérable sur notre programme d'investissement global en 2022.

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 2022.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

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

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 24 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 de 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 dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les entreprises de pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, des projets d'investissement visant la capacité des pipelines au Canada et aux États-Unis totalisant environ 2,3 milliards de dollars ont été mis en service. Des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,8 milliard de dollars ont aussi été engagées.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et de calendrier de réalisation en raison de divers facteurs tels que les conditions météorologiques, les conditions du marché, des modifications mineures du tracé, les conditions d'obtention des permis, le calendrier des travaux et les dates relatives aux permis réglementaires, de même qu'à cause d'autres restrictions et incertitudes potentielles, notamment les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19. Les montants 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 d'investissement liées à nos projets en propriété exclusive et à notre quote-part des apports en 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 ¹	Coûts engagés du projet au 31 décembre 2021
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ²	2022	3,3	1,8
	2023	1,8	0,2
	2024+	0,5	—
Réseau principal au Canada	2022	0,2	0,1
Coastal GasLink ³	2023	0,2	0,2
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,1	—
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas) ⁴	2022-2024	1,2 US	0,2 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	—
Autres investissements dans la capacité	2022-2025	1,5 US	0,9 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,0 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2022	1,0 US	0,9 US
Tula ⁵	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2022-2023	0,2 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2022-2024	0,1	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁶	2022-2027	4,4	1,9
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁷	2022-2024	0,6	—
		21,4	6,9
Incidence du change sur les projets garantis ⁸		2,2	0,7
Total des projets garantis (en dollars CA)		23,6	7,6

- 1 Reflète l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive, de même que les apports en trésorerie à nos investissements dans des coentreprises.
- 2 Les coûts de projet estimatifs pour 2022 et 2023 comprennent une somme de 0,6 milliard de dollars qui sera consacrée au programme d'expansion du parcours ouest de Foothills.
- 3 Le coût estimatif du projet reflète la quote-part de nos apports prévus au projet à titre de coentrepreneur. La date de mise en service prévue et le coût estimatif du projet indiqués sont ceux de la dernière mise à jour. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions sur l'état d'avancement du litige qui nous oppose à LNG Canada concernant la comptabilisation de certains coûts et les changements apportés au calendrier de réalisation du projet Coastal GasLink. Il y a lieu de se reporter à la note 11, « Prêts à des sociétés liées », de nos états financiers consolidés de 2021 pour en savoir plus sur notre engagement à fournir au projet un financement temporaire supplémentaire, si nécessaire, dans certaines circonstances.
- 4 Sous réserve de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire non contentieux visant Columbia Gas. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information.
- 5 Le tronçon est du pipeline de Tula est prêt à assurer des services de transport interruptibles. Nous travaillons à obtenir les droits de passage dont nous avons besoin pour terminer la construction du tronçon ouest. Les travaux de construction du tronçon central ont été reportés en raison de la procédure de consultation de la population autochtone, placée sous la responsabilité du Secrétariat de l'Énergie et toujours en cours. 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.
- 6 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, les montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs, ainsi que l'initiative d'accroissement de la production. Ce poste comprend aussi notre quote-part prévue des apports en trésorerie relatifs au RCP du réacteur 3, sous réserve de l'approbation par la SIERE de la base d'estimation. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et stockage » pour un complément d'information.
- 7 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs des installations du secteur Énergie et stockage.
- 8 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,27 au 31 décembre 2021.

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 comprendront l'électrification de stations de compression supplémentaires et l'adjonction à nos réseaux de dispositifs de captage de l'énergie résiduelle en vue de la production d'électricité et d'autres initiatives de réduction des GES.

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets de remplacement, de mise à niveau et de modernisation de certaines installations du secteur des gazoducs aux États-Unis sont en cours; ces projets permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre aussi d'offrir des services de transport contractuels supplémentaires pour répondre à la demande croissante en provenance du Midwest et de la région atlantique des États-Unis aux termes des contrats à long terme tout en réduisant les émissions d'équivalent en dioxyde de carbone (CO₂eq). Deux projets visant les marchés de livraison approuvés en 2021, soit le projet VR visant Columbia Gas et le projet WR visant ANR, de 0,7 milliard de dollars US et de 0,8 milliard de dollars US, respectivement, sont inclus parmi les projets garantis. Leur mise en service est prévue pour le second semestre de 2025.

Autres occasions

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets, comme le remplacement des stations de compression, tout en poursuivant la conversion à l'électricité de nos véhicules, en accroissant notre capacité à l'égard du GNL, de la production d'électricité et des sociétés de distribution locales, en élargissant nos programmes de modernisation et en tirant profit des possibilités d'expansion dans les corridors déjà exploités de notre réseau. 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 notre réseau.

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

Nous évaluons en ce moment de nouveaux projets de croissance stimulés par l'expansion économique au Mexique et la nécessité d'amener le gaz naturel vers d'autres régions du pays pour alimenter les centrales électriques, répondre à la demande industrielle et favoriser l'exportation de GNL afin de réduire la dépendance de ces régions envers les carburants fossiles qui sont coûteux et à forte intensité carbonique. Les projets potentiels comprennent le détournement du tracé du tronçon central de Tula, la construction d'un nouveau gazoduc au large des côtes qui acheminerait un approvisionnement supplémentaire en gaz naturel vers le sud-est du Mexique, ainsi que l'expansion de la capacité de certains actifs déjà en service.

Pipelines de liquides

Grand Rapids, Phase II

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

Projets de terminaux

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

Autres occasions

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

Énergie et stockage

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power jusqu'en 2033 exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2033. Le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power sera ainsi allongé jusqu'en 2064. La base d'estimation du programme de RCP du réacteur 3 a été soumise à la SIERE en décembre 2021 en vue d'une mise à l'arrêt pour remise à neuf qui devrait commencer au premier trimestre de 2023. 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 de Bruce Power

Bruce Power a récemment lancé son projet 2030, qui 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. 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. Il est prévu que ces deux phases accroissent la production en plusieurs étapes, la dernière devant s'achever en 2033. La phase 3 ne saurait être réalisée avant que les phases 1 et 2 soient terminées, de sorte que la limite de puissance du réacteur soit amplifiée.

Projets en phase d'aménagement

Accumulation par pompage en Ontario

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

Deux jalons du projet ont été franchis en 2021. Le 28 juillet 2021, le ministère fédéral de la Défense nationale a accordé un droit de passage sur la propriété du centre d'instruction de la 4^e Division du Canada pour l'aménagement des installations à cet endroit. Le 11 novembre 2021, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a ordonné à la SIERE de faire passer le projet à l'étape 2 de son processus de propositions spontanées. 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.

Installations d'énergie solaire et de stockage de Saddlebrook

Nous nous proposons de construire et d'exploiter les installations d'énergie solaire et de stockage de Saddlebrook, qui comprendront une centrale de production d'énergie solaire située à Aldersyde, en Alberta, accompagnée d'un ensemble de batteries de stockage.

La centrale proposée produira environ 81 MW d'électricité tandis que les batteries de stockage pourront stocker jusqu'à 40 MWh; ensemble, les installations devraient réduire les émissions de GES d'environ 115 000 tonnes par an. Le projet échafaudé est en partie financé par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta) qui a lancé un « défi » aux secteurs des transports, des biotechnologies et de l'électricité. Nous prévoyons de prendre une décision d'investissement finale sur ce projet en 2022, de sorte que les premières phases puissent démarrer vers la fin de 2022.

Accumulation par pompage de Canyon Creek

En 2021, nous avons acquis une participation de 100 % dans un projet d'aménagement d'installations d'accumulation par pompage de Canyon Creek. Après leur mise en service, les installations auront une capacité de production initiale de 75 MW pouvant être élargie à 400 MW moyennant des aménagements futurs; il utilisera les infrastructures sur place d'une ancienne mine de charbon déclassée. Les installations pourront 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 Canyon Creek Hydro Development Act de l'Alberta.

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

Demandes d'information visant les énergies renouvelables

En 2021, nous avons annoncé que nous étions à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets de production et de stockage d'énergie éolienne et solaire renouvelable. Nous avons ainsi sollicité des renseignements sur des projets d'énergie éolienne pouvant atteindre 620 MW, des projets d'énergie solaire pouvant atteindre 300 MW et des projets de stockage d'énergie pouvant atteindre 100 MW afin de combler les besoins d'électricité liés aux actifs du réseau d'oléoducs Keystone situés aux États-Unis. Nous avons aussi repéré d'importantes occasions innovantes de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Nous avons reçu un nombre considérable de réponses à nos demandes d'information; nous étudions les propositions qui nous ont été faites et prévoyons de conclure les contrats retenus au cours du premier semestre de 2022.

Autres occasions

Nous élargissons activement notre plateforme d'innovation orientée clientèle dans toute l'Amérique du Nord, offrant des produits de base et des services énergétiques afin d'aider nos clients à surmonter l'enjeu de la transition énergétique. Notre réseau actuel d'actifs, de clients et de fournisseurs constitue une occasion de commerce mutuel grâce à laquelle nous pouvons adapter nos solutions afin que toutes les parties en cause atteignent leurs besoins en énergie propre. Nous sommes en mesure d'adapter notre stratégie pour chacun des partenariats que nous concluons, 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 stockage » pour un complément d'information.

Autres faits nouveaux touchant la transition énergétique

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

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

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

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

Le 17 juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, pourra transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année, ce qui nous donnera également l'occasion de moderniser des actifs existants et de réduire notre empreinte carbone. En mettant à profit les pipelines existants et un tout nouveau carrefour de séquestration, l'ACG devrait offrir une plateforme d'infrastructures qui permettra aux entreprises établies en Alberta de gérer leurs émissions et d'apporter une contribution positive à une économie à plus faibles émissions de carbone dans la province. Conçu pour être un réseau librement accessible, l'ACG relierait la région de Fort McMurray, le centre industriel de l'Alberta et la région de Drayton Valley aux principaux lieux de séquestration et points de livraison à l'intérieur de la province. Nous explorons aussi des possibilités d'exploiter nos réseaux pour soutenir la production et le transport d'hydrogène.

Décarbonation d'Irving Oil

Le 12 août 2021, nous avons conclu un protocole d'entente pour étudier l'aménagement conjoint d'une série de projets d'énergie axés sur la réduction des émissions de GES et l'ouverture de nouvelles possibilités économiques au Nouveau-Brunswick et dans les provinces de l'Atlantique. En collaboration avec Irving Oil, nous avons cerné une série de projets éventuels axés sur la décarbonation des actifs actuels et le déploiement, à moyen et à long terme, de nouvelles technologies pour réduire les émissions totales. Le partenariat se concentrera d'abord sur l'examen d'une série de projets de modernisation à la raffinerie d'Irving Oil à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, visant à réduire sensiblement les émissions grâce à la production et à la consommation d'électricité à faibles émissions de carbone.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous avons conclu deux ententes d'aménagement conjoint visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. La première de ces ententes est un partenariat conclu avec Nikola Corporation, concepteur et fabricant de véhicules électriques à batterie et de véhicules électriques à hydrogène zéro émission et d'équipement connexe. Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène. L'entente conclue avec Nikola englobe l'aménagement conjoint de carrefours de production à grande échelle d'hydrogène bleu et d'hydrogène vert exploitant nos infrastructures de gaz naturel et d'électricité.

La seconde des ententes est un partenariat conclu avec Hyzon Motors, chef de file dans le domaine des véhicules commerciaux électriques à pile à combustible, qui vise l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de gaz naturel renouvelable, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations seront 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.

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 – 88 110 km (54 748 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 5 184 km (3 221 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 535 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 gaz naturel renouvelable 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 1,2 milliard de dollars en 2021.
- Approbation par le gouvernement fédéral du programme d’expansion du réseau de NGTL de 2022, dont la mise en service progressive devrait avoir lieu en 2022.
- Approbation par la REC du programme d’expansion intrabassin du réseau de NGTL de 2023.
- Progrès dans les travaux de construction du projet de gazoduc Coastal GasLink.

Gazoducs – États-Unis

- Mise en service de projets d'investissement d'environ 2,4 milliards de dollars US, dont le projet BXP de Columbia Gas et le projet Grand Chenier XPress visant ANR.
- Commencement de projets de croissance supplémentaires de 2,9 milliards de dollars US, dont les projets de réduction des émissions de GES sur les marchés de livraison visant Columbia Gas et ANR ainsi que le programme de modernisation III de Columbia Gas.
- Approbation par la FERC du règlement tarifaire non contentieux déposé visant Columbia Gas et du règlement tarifaire visant GTN.
- Dépôt auprès de la FERC, le 28 janvier 2022, d'un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 demandant une augmentation des tarifs maximums de transport d'ANR qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} août 2022 et pourra faire l'objet d'un remboursement. Le dossier tarifaire suit son cours, et nous prévoyons d'entreprendre un processus collaboratif afin de conclure un règlement avec nos clients, la FERC et les autres parties prenantes.
- Transport de volumes records sur certains de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- Poursuite du processus d'arbitrage en cours avec la CFE en ce qui concerne les projets de gazoducs Tula et Villa de Reyes, dans le cadre de laquelle un protocole d'entente a été conclu le 30 juillet 2021.
- Début des études de faisabilité, en collaboration avec la CFE et conformément aux dispositions du protocole d'entente, dans le but d'évaluer conjointement les différentes possibilités d'achèvement du gazoduc Tula et d'un nouveau gazoduc extracôtier qui acheminerait le gaz naturel vers le sud-est du Mexique.
- Poursuite de la construction du projet de gazoduc Villa de Reyes, dont les mises en service progressive et définitive devraient avoir lieu en 2022, sous réserve de l'obtention en temps opportun des autorisations en cours d'examen et des droits de passage nécessaires visant certains tronçons d'importance critique.
- Exploitation des actifs avec un taux de fiabilité de 100 %; poursuite de la croissance de l'utilisation des actifs.

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 41 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 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 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. Le 3 mars 2021, nous avons conclu l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie, en contrepartie d'actions ordinaires de TC Énergie, à la suite de quoi TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte en propriété exclusive de TC Énergie, ce qui a eu pour effet d'accroître notre participation effective dans les actifs de TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions à ce sujet.

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 2021 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 en construction Tula et Villa de Reyes. Il alimente ou alimentera plusieurs centrales électriques et installations industrielles des États de Veracruz, 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 bassins 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 pipelinaires.

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 121 Gpi³/j d'ici 2026, ce qui représente une augmentation d'environ 18 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2021.

À mesure que le monde s'oriente vers des sources de carburant à plus faibles émissions, 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. Cette croissance attendue 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 offriront 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 constitueront aussi 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 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, le long de la côte ouest du Canada, des États-Unis et du Mexique et sur la côte est du Canada. L'offre grandissante de gaz naturel au Mexique vient de la nécessité pour la CFE de répondre aux besoins des marchés actuels en raccordant les usines de gaz naturel aux sources d'approvisionnement et en construisant des gazoducs pour desservir de nouvelles régions. La CFE prévoit pour l'avenir une croissance considérable de la demande de gaz, qui devra soutenir l'expansion économique et la conversion des installations industrielles et des centrales électriques à des carburants à moins forte intensité de carbone. 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. 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.

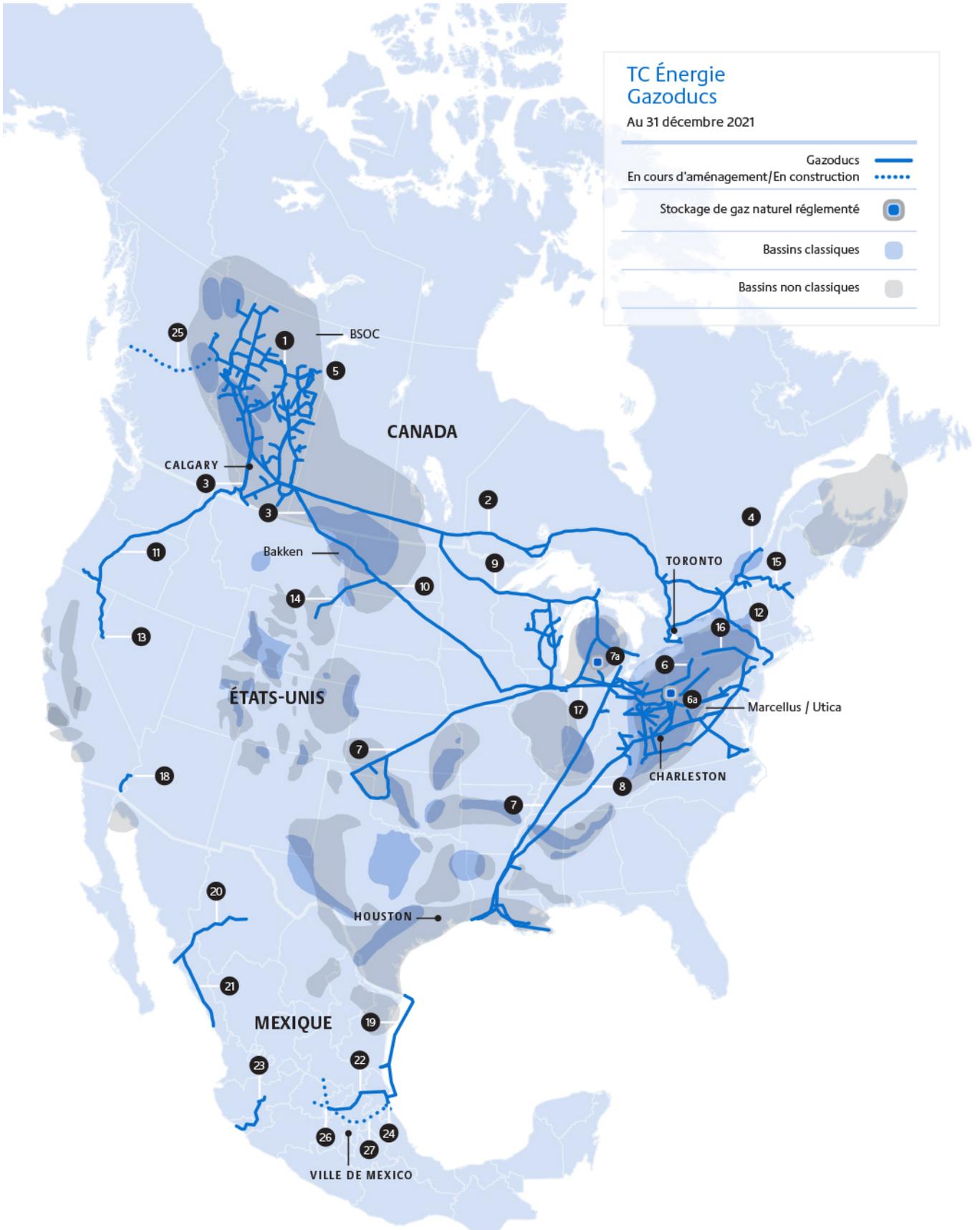
En 2022, nous mettrons notamment l'accent sur la réalisation en cours de notre programme d'investissement qui comprend de nouveaux investissements dans le réseau de NGTL, la poursuite de la construction de Coast GasLink, ainsi que l'achèvement et la mise en route de projets de gazoducs aux États-Unis et au Mexique. 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 du gaz naturel 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.

TC Énergie Gazoducs

Au 31 décembre 2021

- Gazoducs ————
- En cours d'aménagement/En construction (dotted line)
- Stockage de gaz naturel réglementé (blue square icon)
- Bassins classiques (light blue shaded area)
- Bassins non classiques (grey shaded area)



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	24 494 km (15 220 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 »)	574 km (357 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	18 815 km (11 691 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	250 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, 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 48 km (30 milles)	Le tronçon est du gazoduc Tula peut transporter du gaz naturel de Sur de Texas jusqu'à diverses centrales électriques de Tuxpan, dans l'État de Veracruz.	100 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
25	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 2022 ^{1,2} 415 km (258 milles)	Plusieurs composantes du programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2021, du programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022 et du programme de livraison parcours ouest du réseau de NGTL et de Foothills de 2023, ainsi que d'autres installations, dont les mises en service devraient avoir lieu en 2022.	100 %

	Longueur	Description	Participation
Gazoducs aux États-Unis			
Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower ³	s. o.	Projet visant la fiabilité d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations; mise en service prévue pour 2022.	100 %
Projet d'accès du Wisconsin ³	s. o.	Projet visant la fiabilité d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations; mise en service prévue pour 2022.	100 %
Alberta XPress ³	s. o.	Projet d'expansion d'ANR comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. Les mises en service devraient avoir lieu en 2022.	100 %
Gazoducs au Mexique			
26 Villa de Reyes	420 km (261 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui acheminera du gaz naturel depuis Tula, dans l'État de Hidalgo, à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula, ainsi qu'à d'autres réseaux de gazoducs, ainsi qu'au complexe industriel Salamanca, dans l'État de Guanajuato.	100 %
27 Tula (exclusion faite du tronçon est)	276 km (171 milles)	Gazoduc qui raccordera le tronçon est terminé à Villa de Reyes, près de Tula dans l'État de Hidalgo, et acheminera le gaz naturel vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique.	100 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
Installations du réseau de NGTL pour 2023-2024 ^{1, 2}	199 km (124 milles)	Plusieurs composantes du programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2022, du programme de livraison parcours ouest du réseau de NGTL et de Foothills de 2023 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 %
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 %

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 de Coastal GasLink, dont la construction est en cours.

Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, la REC approuve des droits 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. Depuis le 1^{er} janvier 2021, 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

Projet de gazoduc Coastal GasLink

Coastal GasLink est un gazoduc en construction dont la capacité initiale sera d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j) et qui acheminera le gaz naturel de la région de Dawson Creek jusqu'à une usine de liquéfaction de gaz naturel située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Cette usine, qui appartient à LNG Canada et qui est actuellement en construction. Le service de transport sur le 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 avec LNG Canada. Nous détenons actuellement une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP qui nous a confié, en sous-traitance, l'aménagement et l'exploitation du gazoduc.

Le projet est réalisé à plus de 59 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 70 % et les canalisations ont été installées sur plus de 240 km (149 milles); les activités de remise en état sont en cours en plusieurs endroits.

En raison des changements apportés à la portée du projet, des retards dans l'obtention des permis par rapport au calendrier de construction initial et des effets de la COVID-19, notamment l'ordonnance promulguée par la directrice de la santé publique de la Colombie-Britannique restreignant le nombre de travailleurs sur les chantiers de construction de la fin de décembre 2020 à la mi-avril 2021, nous nous attendons toujours à une hausse considérable des coûts de projet ainsi qu'à un retard dans l'achèvement du projet par rapport aux coûts et à l'échéancier établis initialement pour le projet. Coastal GasLink a cherché à atténuer cette hausse de coûts et le retard du projet, et continuera de le faire.

Coastal GasLink est en litige avec LNG Canada en ce qui a trait à la comptabilisation de certains coûts et à l'incidence sur l'échéancier; toutefois, les parties sont en pourparlers actifs et constructifs en vue d'une résolution de ces questions. Nous ne prévoyons aucune interruption des activités de construction pendant la poursuite des pourparlers. Le niveau de financement par emprunt et les sommes que devront en fin de compte fournir sous forme de capitaux propres les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris la société, seront déterminées par la substance de la résolution du litige avec LNG Canada.

Dans l'intervalle, en plus d'utiliser les fonds provenant de la facilité de crédit liée au projet de 6,8 milliards de dollars et les coûts de détention pendant la construction recouvrés auprès de LNG Canada, la construction est aussi financée en partie par une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue conclue avec TC Énergie dont le plafond est actuellement de 500 millions de dollars et qui apporte au projet un financement supplémentaire à court terme et une certaine souplesse financière. Au 31 décembre 2021, l'encours de cette facilité renouvelable se chiffrait à 1 million de dollars.

Au quatrième trimestre de 2021, à titre de mesure provisoire supplémentaire, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné fournissant un financement temporaire additionnel au projet, au besoin, pouvant atteindre 3,3 milliards de dollars en attendant l'obtention du relèvement du financement de projet de 6,8 milliards de dollars requis pour couvrir les coûts supplémentaires. Ce financement sera octroyé au moyen de prêts portant intérêt et d'autres prêts assujettis à un remboursement à TC Énergie, sous certaines conditions, au moment où le coût définitif du projet sera connu. Au 31 décembre 2021, l'encours de ces prêts se chiffrait à 238 millions de dollars.

Réseau de NGTL

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,1 milliard de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

En 2021, nous avons obtenu l'approbation réglementaire du programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022. Ce programme, dont le coût en capital est estimé à 1,2 milliard de dollars, consiste à installer environ 166 km (103 milles) de nouvelles canalisations, un nouveau poste de compression et les installations connexes; il dotera 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 de huit ans. Les travaux de construction ont commencé en septembre 2021 et la mise en service est prévue à compter du quatrième trimestre de 2022.

Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

En 2021, nous avons reçu l'approbation réglementaire visant la construction et l'exploitation du programme d'expansion du réseau intrabassin de NGTL qui comprend de nouvelles canalisations d'une longueur de 23 km (14 milles) et deux nouveaux postes de compression et qui est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans visant une capacité de 255 TJ/j (238 Mpi³/j). À la lumière des réponses à l'invitation à soumissionner en vue de l'optimisation de la capacité en 2021, les modifications de l'approvisionnement prévu ont réduit la portée du programme, dont le coût en capital est maintenant estimé à 0,6 milliard de dollars. L'expansion du réseau intrabassin de NGTL devrait être mise en service à compter de 2023.

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

En 2019, nous avons dévoilé notre programme de livraison parcours ouest, un projet d'expansion des réseaux de NGTL et de Foothills qui vise à accroître la capacité d'exportation de GTN. La partie canadienne de ce programme d'expansion, dont le coût en capital est estimé à 1,2 milliard de dollars par suite de l'affinement des estimations et de l'augmentation des coûts de construction, comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 107 km (66 milles) et des installations connexes dont les dates de mise en service sont au quatrième trimestre de 2022 et au quatrième trimestre de 2023. Le programme repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j). Les approbations réglementaires visant la construction et l'exploitation d'une part de 0,4 milliard de dollars des installations ont été reçues, et les demandes visant le reste des installations ont été soumises. Les approbations sont attendues pour le premier et le quatrième trimestre de 2022.

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)	2021	2020	2019
Réseau de NGTL	1 649	1 509	1 210
Réseau principal au Canada	838	911	952
Autres gazoducs au Canada ¹	188	146	112
BAIIA comparable	2 675	2 566	2 274
Amortissement	(1 226)	(1 273)	(1 159)
BAIL comparable	1 449	1 293	1 115
Poste particulier :			
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	364	—
Bénéfice sectoriel	1 449	1 657	1 115

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.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 208 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020 et avait augmenté de 542 millions de dollars en 2020 comparativement à 2019. Le bénéfice sectoriel de 2020 comprenait un gain de 364 millions de dollars, avant les impôts, lié à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP, somme qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

Le BAIIA comparable et le bénéfice net 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)	2021	2020	2019
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	631	565	484
Réseau principal au Canada	213	160	173
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	15 560	14 070	11 959
Réseau principal au Canada	3 724	3 673	3 690

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 66 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020, où il avait été supérieur de 81 millions de dollars à celui de 2019. 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 depuis le 1^{er} janvier 2020 aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil 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. Les résultats du réseau de NGTL pour 2019 reflètent le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019, qui a expiré le 31 décembre 2019 et qui prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement à titre de coûts transférables de tous les autres coûts.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 53 millions de dollars en 2021, 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. Le bénéfice net du réseau principal au Canada avait diminué de 13 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019, principalement par suite de la baisse des revenus incitatifs.

Depuis le 1^{er} janvier 2021, 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 et en 2019, 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 2021 a été supérieur de 109 millions de dollars à celui de 2020, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- les produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink à compter du 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 notre contribution relativement au réseau principal au Canada.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2020 avait été supérieur de 292 millions de dollars à celui de 2019, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat fondé sur les tarifs ainsi que le traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement relativement au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, ainsi que la hausse des charges financières transférables relatives à ce réseau;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés et la diminution des revenus incitatifs relativement au réseau principal au Canada et au réseau de NGTL;
- les produits d'aménagement de Coastal GasLink, dont la comptabilisation a commencé en 2020.

Amortissement

En 2021, l'amortissement a été inférieur de 47 millions de dollars à celui de 2020, principalement parce que l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada s'est terminé au cours de l'exercice, facteur en partie contrebalancé par l'augmentation de l'amortissement du réseau de NGTL par suite de la mise en service de nouvelles installations faisant suite à l'expansion du réseau en 2021 et en 2020. En 2020, l'amortissement a été supérieur de 114 millions de dollars à celui de 2019, en raison principalement des nouvelles installations du réseau de NGTL mises en service en 2020 et en 2019.

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.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada devrait augmenter en 2022 grâce à l'expansion continue du réseau de NGTL et au recouvrement des coûts transférables, en partie contrebalancés par la réduction de l'amortissement traité à titre de coût transférable du réseau principal au Canada, puisqu'un tronçon est parvenu à la fin de sa période d'amortissement en 2021. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certaines charges de nos gazoducs réglementés au Canada, les variations de ces montants peuvent influencer sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre résultat comparable.

En 2022, le résultat comparable des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2021, 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.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré au total 2,7 milliards de dollars en 2021 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 3,5 milliards de dollars en 2022; 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.

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 américaines. 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 de graves conséquences, 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 règle publique visant les lignes de transport et de collecte de gaz naturel, lequel, s'il est adopté, imposera des exigences plus strictes aux exploitants en ce qui concerne les inspections, les rapports et la gestion de l'intégrité. Cependant, la PHMSA a décidé depuis de scinder son projet de règle de 2016, connu en tant que « Méga-règle sur le gaz », en trois règles distinctes portant sur 1) les pressions manométriques maximales de service et les évaluations de l'intégrité des zones sujettes à des conséquences non graves (conséquences modérées), 2) les critères de réparation, les inspections et le contrôle de la corrosion et 3) les lignes de collecte. La première de ces trois règles, qui se rapporte aux gazoducs terrestres, a été publiée à titre de règle définitive en octobre 2019, tandis que la troisième, qui se rapporte aux lignes de collecte, a été publiée en novembre 2021. Nous poursuivons l'évaluation des conséquences sur l'exploitation et sur notre situation financière qu'aura cette règle définitive sur sa période de mise en œuvre de 15 ans qui a débuté en juillet 2020, et cherchons à maximiser le recouvrement de ces coûts. La publication de la dernière des règles qui forment ensemble la Méga-règle sur le gaz est prévue pour avril 2022.

En plus des règles décrites précédemment, une nouvelle loi sur la sécurité des pipelines a été promulguée en décembre 2020. Elle rétablit l'autorisation des programmes de sécurité des pipelines de la PHMSA 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.

Une règle sur la détection des bris et les mesures d'intervention d'urgence concernant les zones infracôtières très peuplées et sujettes à des conséquences graves devrait être promulguée à titre de règle définitive en mars 2022. Cette règle définira les cas où l'installation de vannes de fermeture automatique, de vannes télécommandées ou de valves manuelles est obligatoire pour les nouveaux gazoducs ou les remplacements de canalisations d'un diamètre de 6 pouces ou plus. 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 fuites à grande échelle potentielles et à les signaler aux contrôleurs de l'exploitation, notamment l'obligation d'isoler toute décharge de gaz dans un délai de 40 minutes. Nous avons adressé nos commentaires initiaux sur l'avis de règle publique et effectuerons une évaluation complète lorsque la règle sera publiée dans sa version définitive.

TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, nous avons conclu l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie. TC PipeLines, LP possède des participations dans les réseaux de gazoducs de GTN, Northern Border, Bison, Great Lakes, North Baja, Tuscarora, Iroquois et Portland. Notre participation globale dans chacun de ces actifs est indiquée dans la liste d'actifs de nos principaux gazoducs qui commence à la page 42. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions sur le rachat de parts ordinaires de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas déjà détenues par TC Énergie.

FAITS MARQUANTS

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

Columbia Gas a déposé, en juillet 2020, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums de transport à compter du 1^{er} février 2021, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. Le 28 juillet 2021, Columbia Gas a avisé la FERC qu'elle avait conclu un règlement de principe avec ses clients portant sur toutes les questions en suspens liées au dossier, notamment en ce qui a trait à la résolution des tarifs et à la continuation du programme de modernisation de Columbia Gas. Le 29 octobre 2021, Columbia Gas a déposé son règlement auprès de la FERC, et elle attend maintenant son approbation. Les produits de 2021 devraient être conformes aux estimations comptabilisées à ce jour. Le 17 décembre 2021, le juge administratif présidant l'audience a certifié le caractère non contentieux du règlement et a recommandé à la FERC de l'examiner et 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 au début de 2022.

Grand Chenier XPress

La phase I de Grand Chenier XPress, un projet d'expansion d'ANR qui achemine directement le gaz vers les installations d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mise en service en avril 2021. La phase II a été mise en service en janvier 2022.

Projets visant les marchés de livraison

Nous élaborons activement des projets de remplacement et de modernisation de certaines installations qui permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité des réseaux et devraient nous permettre aussi d'offrir des services de transport contractuels supplémentaires pour répondre à la demande croissante aux termes des contrats à long terme tout en réduisant les émissions de CO₂eq. Dans la foulée de cette initiative, le projet VR visant Columbia Gas a été approuvé en 2021, sous réserve des conditions d'usage et des approbations réglementaires dans le cours normal des activités. Ce projet représente un investissement de quelque 0,7 milliard de dollars US et sa mise en service est prévue au deuxième semestre de 2025. De même, le projet WR visant ANR a également été approuvé en 2021 et desservira les marchés dans le Midwest américain. Ce projet, dont le coût en capital prévu est estimé à environ 0,8 milliard de dollars US, devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2025.

Règlement tarifaire visant GTN

Le 29 septembre 2021, GTN a déposé un règlement tarifaire non contentieux établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seraient en vigueur pour cette entreprise à compter du 1^{er} janvier 2022 et instituant un moratoire sur les tarifs qui serait en application jusqu'au 31 décembre 2023. Le règlement tarifaire non contentieux a été approuvé par la FERC le 18 novembre 2021. Les tarifs révisés ne devraient pas avoir une incidence importante sur le résultat comparable de notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Par ailleurs, GTN doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 1^{er} avril 2024.

GTN Xpress

La demande de certificat visant l'expansion du projet GTN Xpress a été soumise à la FERC au quatrième trimestre de 2021. Il est toujours prévu que ce projet soit mis en service au second semestre de 2023.

Modernisation III

Sous réserve de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire non contentieux de Columbia Gas, cette dernière et ses clients ont conclu une convention de règlement (modernisation III) qui prévoit le recouvrement, majoré d'un rendement sur l'investissement consenti pour la modernisation de son réseau et l'amélioration de sa sécurité, de son intégrité, de sa conformité et de sa fiabilité. Le projet de modernisation III comprend entre autres le remplacement des gazoducs et des installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle, ainsi que des volets visant l'accroissement de l'efficacité énergétique et la réduction des émissions. Il a été approuvé pour un montant maximal de 1,2 milliard de dollars US consacré à des travaux commencés en 2021 qui dureront jusqu'en 2024. Aux termes de la convention, les installations mises en service au plus tard le 30 novembre de chaque année recouvrent les coûts à compter du 1^{er} avril de l'année suivante jusqu'à la résiliation de la convention. Les nouveaux tarifs entreront en vigueur lorsque Columbia Gas présentera un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de la loi intitulée *Natural Gas Act*.

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

ANR a déposé, le 28 janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport d'ANR à compter du 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. Le dossier tarifaire suit son cours, et nous prévoyons d'entreprendre un processus collaboratif afin de conclure un règlement avec nos clients, la FERC et les autres parties concernées.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le 3 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 et de 2019 reflètent la participation que nous détenions dans huit gazoducs avant l'acquisition.

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)	2021	2020	2019
Columbia Gas	1 529	1 305	1 222
ANR	592	512	492
Columbia Gulf	220	195	164
Great Lakes ^{1, 2}	158	91	86
GTN ^{2, 3}	139	—	—
Autres gazoducs aux États-Unis ^{2, 5}	313	117	172
TC Pipelines, LP ^{2, 4}	24	119	119
Participations sans contrôle ⁴	100	375	368
BAIIA comparable	3 075	2 714	2 623
Amortissement	(630)	(597)	(568)
BAII comparable	2 445	2 117	2 055
Incidence du change	620	720	671
BAII comparable (en dollars CA)	3 065	2 837	2 726
Postes particuliers :			
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	—	21
Activités de gestion des risques	6	—	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	3 071	2 837	2 747

- 1 Les résultats représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes jusqu'au 3 mars 2021 et notre participation de 100 % après l'acquisition de TC Pipelines, LP.
- 2 Notre participation effective dans TC Pipelines, LP se chiffrait à 25,5 % avant l'acquisition, le 3 mars 2021, date à laquelle notre participation est passée à 100 %. Avant le 3 mars 2021, les résultats de TC Pipelines, LP reflétaient la participation de 46,45 % de TC Pipelines, LP dans Great Lakes, ses participations dans GTN, Bison, North Baja, Portland et Tuscarora ainsi que sa quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.
- 3 Comprend 100 % du BAIIA comparable de GTN après l'acquisition de TC Pipelines, LP le 3 mars 2021.
- 4 Représente le BAIIA comparable attribuable à la portion de TC Pipelines, LP et de Portland que nous ne détenions pas avant l'acquisition de TC Pipelines, LP, le 3 mars 2021; après cette date, représente les résultats attribuables à la participation résiduelle de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.
- 5 Ces données comprennent le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation minière, de Crossroads et de notre quote-part du bénéfice de Millennium et de Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à nos gazoducs aux États-Unis. Pour la période postérieure à l'acquisition de TC Pipelines, LP le 3 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.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis de 2021 est supérieur de 234 millions de dollars à celui de 2020, où il avait été supérieur de 90 millions de dollars à celui de 2019. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en 2021;
- un gain de 21 millions de dollars, avant les impôts, lié à la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019.

L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport à la période correspondante de 2020, alors que le raffermissement du dollar américain en 2020 avait eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à celui de 2019.

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 2021 est 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour un complément d'information;
- 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.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2020 était supérieur de 91 millions de dollars US à celui de 2019. Il s'agissait essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf et de la baisse des coûts d'exploitation en 2020;
- l'augmentation du résultat tiré d'ANR grâce à la vente du gaz naturel de certaines installations de stockage;
- la baisse du résultat découlant de la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019.

L'incidence favorable sur le résultat comparable de l'acquisition de TC PipeLines, LP indiquée ci-dessus se traduit par une réduction des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour plus de précisions.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 33 millions de dollars US en 2021 par rapport à 2020, principalement du fait de la mise en service de nouveaux projets, après déduction de certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2021 concernant le règlement tarifaire non contentieux de Columbia Gas. L'amortissement de 2020 avait été supérieur de 29 millions de dollars US à celui de 2019, 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 2022 devrait se situer au même niveau que celui de 2021. Cette stabilité sera attribuable, entre autres, à l'accroissement prévu des tarifs de transport d'ANR, qui dépendra de l'issue du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 déposé auprès de la FERC, à l'achèvement en 2021 et en 2022 des projets d'expansion des réseaux d'ANR et de Columbia Gas et à la hausse des produits de Columbia Gas 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 2021. Nous nous attendons cependant à ce que ces résultats positifs soient en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation et 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 2,2 milliards de dollars US en 2021 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons de consacrer encore une somme d'environ 1,6 milliard de dollars US en 2022 essentiellement au projet d'expansion d'ANR et au programme de modernisation III de Columbia Gulf, 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

Tula et Villa de Reyes

Les procédures d'arbitrage de la CFE visant les projets Tula et Villa de Reyes ont débuté en juin 2019, le litige portant sur les paiements de frais fixes de capacité en cas d'événements de force majeure. Les procédures d'arbitrage sont actuellement suspendues, pendant que la direction mène des négociations avec la CFE. En 2021, nous avons progressé vers la résolution du litige contractuel en concluant, le 30 juillet 2021, un protocole d'entente qui expose les grands principes du règlement.

Les travaux de construction de Villa de Reyes se poursuivent, mais leur achèvement a été reporté en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 et des difficultés entourant l'accès aux terres dans certaines communautés locales. La direction travaille en étroite collaboration avec l'État et les administrations locales pour mener les négociations à terme, obtenir l'accès aux terres et achever la construction. Nous prévoyons d'achever la construction de Villa de Reyes en plusieurs phases durant l'exercice 2022.

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 US, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Topolobampo	161	159	159
Sur de Texas ¹	113	171	43
Tamazunchale	118	120	120
Guadalajara	71	64	65
Mazatlán	70	70	70
BAIIA comparable	533	584	457
Amortissement	(86)	(87)	(87)
BAIL comparable	447	497	370
Incidence du change	110	172	120
BAIL comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	557	669	490

1 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 de 2021 a été inférieur de 112 millions de dollars à celui de 2020; il avait augmenté de 179 millions de dollars en 2020 comparativement à 2019. L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique par rapport à la période correspondante de 2020, alors que le raffermissement du dollar américain en 2020 avait eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens comparativement à celui de 2019.

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 menée à bien en 2020.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique de 2020 avait été supérieur de 127 millions de dollars US à celui de 2019, essentiellement grâce aux éléments suivants :

- la quote-part accrue du bénéfice de Sur de Texas découlant du début des services de transport, en septembre 2019;
- les produits de 55 millions de dollars US correspondant aux frais comptabilisés en 2020 par suite de la construction du gazoduc Sur de Texas, de même que les frais récurrents gagnés relativement à l'exploitation du pipeline.

Avant la mise en service du gazoduc, notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas reflétait principalement la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, déduction faite de notre quote-part des intérêts débiteurs sur des prêts intersociétés libellés en pesos. Ces prêts intersociétés sont toujours en cours, et notre quote-part des intérêts débiteurs qui s'y rapportent reste entièrement compensée par les intérêts créditeurs comptabilisés au poste Intérêts créditeurs et autres du secteur Siège social.

Amortissement

L'amortissement de l'exercice 2021 a été semblable à celui des exercices 2020 et 2019.

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 2022 devrait être supérieur à celui de 2021 grâce à la résolution prévue du litige contractuel avec la CFE et à la mise en service prévue de Villa de Reyes durant 2022.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé un total de 0,1 milliard de dollars US en 2021, somme qui a été consacrée principalement à la construction du gazoduc Villa de Reyes, à l'entretien des tronçons construits de Tula et à l'amélioration du cycle de vie des actifs existants. Les dépenses d'investissement qui serviront à achever la construction de Villa de Reyes et à financer de nouvelles améliorations du cycle de vie des actifs en 2022 devraient s'élever à 0,1 milliard de dollars US.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 101 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.

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

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinaires 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 pipelinère

En dernière analyse, c'est la demande de capacité pipelinère 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 actuelle de nos pipelines de liquides achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et le long de la côte américaine du golfe du Mexique; elle transporte aussi du pétrole brut américain entre le principal carrefour pétrolier, soit celui de Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Nous offrons aussi des services de transport de liquides en Alberta.

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 (290 milles).

Stratégie

Notre stratégie consiste à optimiser la valeur de notre infrastructure de pipelines de liquides tout en l'exploitant de manière sécuritaire et fiable. Nous poursuivons en outre les possibilités de croissance qui se présentent à nous afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Dans le but d'atteindre nos cibles de réduction des émissions de GES, nous prenons d'importants moyens pour nous approvisionner en électricité renouvelable. Notre stratégie vise les émissions de portée 2, qui sont principalement causées par la consommation de l'électricité qui alimente nos pipelines de liquides.

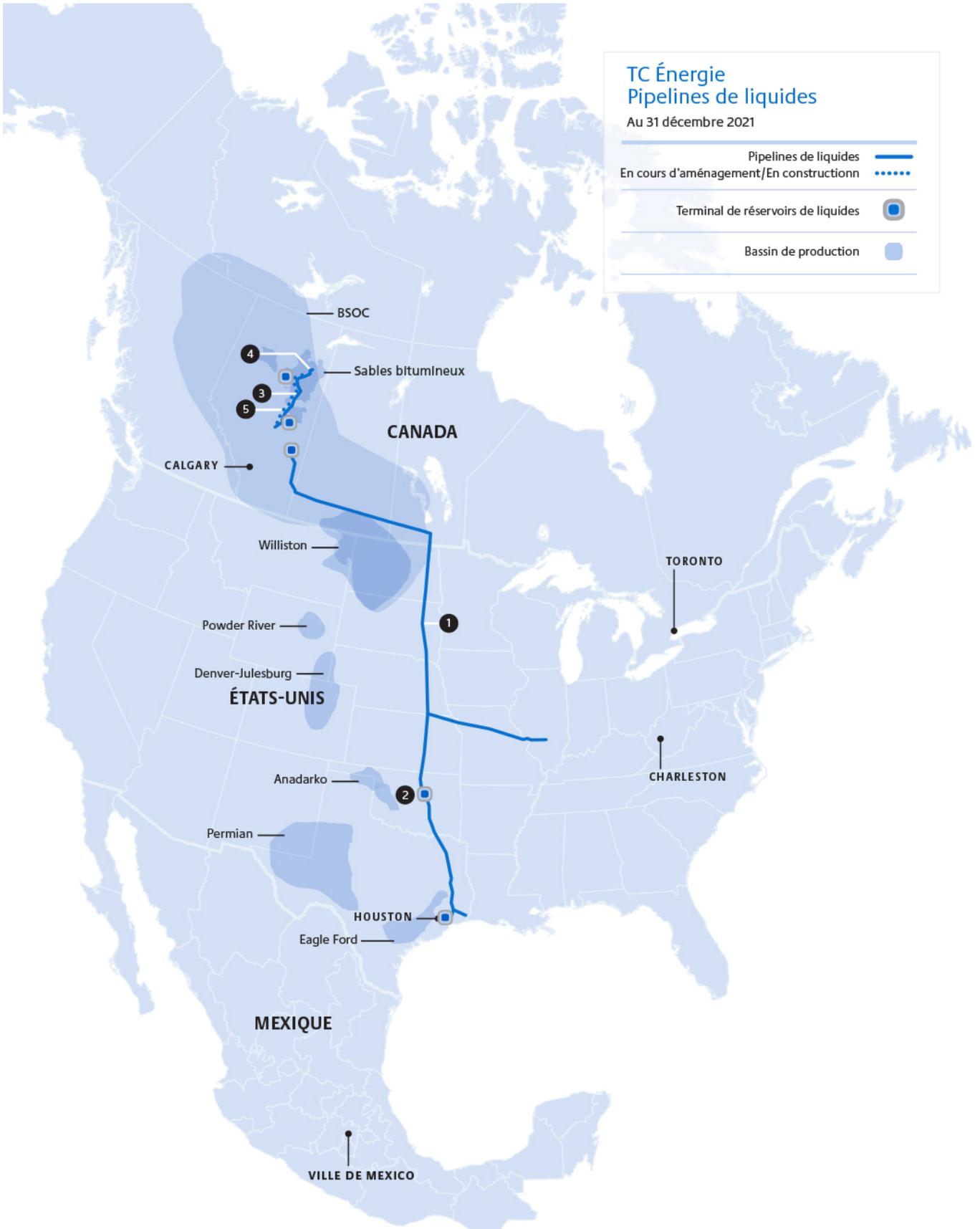
Faits récents

- Le 20 janvier 2021, le président des États-Unis, Joe Biden, a révoqué le permis présidentiel qui visait le projet d'oléoduc Keystone XL. Nous avons donc abandonné le projet.
- Nous avons déposé une demande d'arbitrage afin d'instituer officiellement une requête en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») visant à compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel relatif au projet d'oléoduc Keystone XL.
- Nous avons encaissé un produit de 35 millions de dollars venant de la monétisation de notre participation résiduelle dans Northern Courier.
- Nous avons conclu une coentreprise avec Motiva Enterprises (« Motiva ») pour construire l'oléoduc Port Neches Link de 152 millions de dollars US. La construction est entamée, et l'oléoduc devrait être mis en service vers le milieu de 2022.

TC Énergie Pipelines de liquides

Au 31 décembre 2021

- Pipelines de liquides ———
- En cours d'aménagement/En constructionn (dotted line)
- Terminal de réservoirs de liquides [Square with circle]
- Bassin de production [Square]



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 %
En cours d'aménagement				
5	Grand Rapids, Phase II	460 km (287 milles)	Expansion de Grand Rapids, qui transportera du pétrole brut supplémentaire 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 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et d'autres liquides et produits du pétrole, que viennent compléter des activités de commercialisation des liquides. Nous transportons efficacement du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers; nous offrons de plus des services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides à des terminaux situés à des endroits clés afin d'offrir à nos clients une grande souplesse en matière de livraison tout en maximisant la valeur de nos actifs pipeliniers.

Nous vendons une capacité de transport par pipelines à nos clients, capacité qui est généralement visée par des contrats à long terme assortis de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles ou du prix des produits de base, ce qui nous permet de dégager des revenus stables sur la durée des contrats. Les modalités de service et les mensualités fixes sont définies dans les contrats négociés avec les clients; ces contrats prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction. En général, les coûts d'exploitation et d'entretien du réseau sont transférés aux clients par un mécanisme de tarifs variables. La capacité pipelinrière non visée par des contrats est offerte sur le marché afin de favoriser la conclusion de nouveaux contrats sur les volumes établis mensuellement au comptant, ce qui représente des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage à terme de liquides aux terminaux en contrepartie de paiements de frais fixes, qui ne sont pas fonction des volumes de stockage réels ou du prix des produits de base stockés.

Le réseau d'oléoducs Keystone, constituant notre principal actif pipelinier, transporte environ 20 % du pétrole brut de l'Ouest canadien qui répond à la demande des raffineurs du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique. Il assure aussi une part importante de la capacité de transport totale actuelle de pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. 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.

Notre secteur des pipelines de liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et la gestion du pétrole brut 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.

Contexte commercial

La demande mondiale de pétrole brut et de liquides continue d'être touchée par la pandémie de COVID-19, car les mesures imposées par la plupart des pays du globe pour l'endiguer réduisent encore les transports de même que les activités commerciales et non essentielles. La demande devrait se rétablir graduellement pour revenir aux niveaux antérieurs à la COVID-19 en 2022.

La demande mondiale de pétrole brut et de liquides devrait passer de 97 millions de b/j en 2021 à 107 millions de b/j en 2035, sous l'effet essentiellement des secteurs du transport et de l'industrie qui sont à l'origine de 80 % de la demande totale. L'offre mondiale de pétrole brut appelée à répondre à cette demande devrait venir en grande partie de pays où les réserves de brut sont abondantes, à savoir, principalement, ceux d'Amérique du Nord, d'Amérique du Sud et du Moyen-Orient. Pour faire face à cette demande, il faut que les prix du brut soient suffisamment solides pour appuyer les investissements constants dans le secteur de l'énergie.

Les prix du brut se sont redressés par rapport aux creux de 2020 grâce aux efforts de gestion de l'offre de brut, déployés essentiellement par l'OPEP+, à la discipline dont font preuve les producteurs nord-américains sur le plan des capitaux et à la croissance mondiale de la demande. La pandémie de COVID-19 qui perdure de même que l'incertitude entourant la capacité des pays membres de l'OPEP+ à gérer et à honorer les besoins du marché continuent de rendre volatils les prix du brut.

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 totale de pétrole brut du BSOC en 2021 s'est chiffrée à environ 4,4 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre quelque 5,2 millions de b/j d'ici 2035, pourvu que soient résolues les contraintes limitant actuellement la capacité de transport pipelinier hors de l'Alberta. La production tirée des sables bitumineux constitue la majeure partie de l'offre de brut de l'Ouest canadien, puisqu'elle représente environ 3,2 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 11 millions de b/j en 2021. 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. Ces dernières années, le bassin permien est devenu la région productrice la plus importante, puisqu'elle compte pour environ 30 % de la production totale de brut aux États-Unis et est appelée à dépasser 6 millions de b/j d'ici 2035.

Étant donné que la capacité de traitement de pétrole léger est entièrement utilisée aux États-Unis, les seuls débouchés pour la production excédentaire se trouvent du côté des marchés d'exportation. Les exportations américaines de pétrole brut sont restées solides, approchant les 3 millions de b/j en 2021, en dépit de l'effet de la pandémie de COVID-19 sur la demande mondiale. D'ici 2035, les États-Unis devraient exporter quelque 4,9 millions de b/j de pétrole brut, principalement du pétrole léger, et importer environ 4,8 millions de b/j de brut lourd.

Perspective de la demande

La proximité du Canada avec les États-Unis, le plus grand consommateur de pétrole brut du monde (plus de 16 millions de b/j), et la production considérable de brut lourd au Canada revêtent 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, notamment des volumes considérables de brut lourd. Cette souplesse, 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.

Les marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique dépendent largement des importations de brut lourd; le total des importations s'est chiffré à environ 4 millions de b/j en 2021. Ensemble, les raffineurs du Midwest américain possèdent une capacité de raffinage d'environ 4 millions de b/j et requièrent environ 1,5 million de b/j de pétrole brut lourd pour alimenter leurs raffineries. La côte américaine du golfe du Mexique représente le centre de raffinage régional le plus gros du monde; sa capacité totalise près de 10 millions de b/j, soit plus de la moitié de la capacité de raffinage totale des États-Unis. En 2021, elle a importé plus de 2 millions de b/j de pétrole, principalement du brut lourd, pour répondre à la demande.

À l'heure actuelle, le Canada est le plus grand exportateur de pétrole brut vers les États-Unis (près de 4 millions de b/j). La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et devrait rester solide dans un avenir prévisible. Alors que le Canada, le Venezuela et le Mexique sont les principaux fournisseurs de brut lourd aux États-Unis, la production diminue au Venezuela et au Mexique. Les sanctions américaines, de même que les répercussions sur le marché de la pandémie de COVID-19, ont réduit la demande de pétrole brut lourd du Venezuela. Le Mexique prévoit de continuer à réduire les exportations de Maya, son brut lourd phare, en raison du déclin continu de sa production et de la nouvelle demande intérieure. Or le Mexique comble actuellement quelque 36 % des besoins d'importation de brut lourd de la côte américaine du golfe du Mexique. Il s'agit donc là de l'occasion rêvée, pour le Canada, de devenir un fournisseur plus important de pétrole brut aux États-Unis.

Priorités stratégiques

Nos réseaux de pipelines de liquides de l'Alberta et d'oléoducs de Keystone nous positionnent stratégiquement pour offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole lourd albertain et de pétrole léger américain de réservoirs étanches 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 régions adjacentes à celles où nous sommes déjà présents;
- à saisir et à exploiter les nouvelles occasions d'expansion.

La pandémie de COVID-19 a eu des répercussions considérables sur les marchés de l'énergie, perturbant et retardant la croissance de l'industrie. Notre modèle d'affaires repose notamment sur des contrats à long terme qui assurent la stabilité de nos activités actuelles, mais notre croissance sera probablement difficile d'ici à ce que les marchés de l'énergie se normalisent. 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 pipeliniers.

En Alberta, nous continuons de nous positionner de manière à tirer profit de la croissance de la production dans le BSOC. Le déclin de la production de pétrole brut en Amérique latine a poussé la demande à l'égard du brut lourd du BSOC manifestée par la côte américaine du golfe du Mexique qui, par le passé, comptait plutôt sur les importations extracôtières.

Devant la croissance accélérée de la production de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et le fait que la demande de pétrole léger est entièrement 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 des terminaux possédant des capacités de stockage et d'exportation maritime. Les raccordements aux terminaux et les installations de stockage attirent les volumes vers nos réseaux de pipelines et en facilitent l'évacuation, ce qui nous aidera, pensons-nous, à conclure des contrats à long terme ou à vendre au comptant des volumes supplémentaires. Nous veillerons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et à aménager des projets pour atteindre les régions où la croissance émerge, comme celles de Williston et de Denver-Julesburg.

Nous sommes d'avis que notre 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. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont visés par des contrats à long terme aux termes desquels nous fournissons la capacité pipelinier à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes, qui ne varient pas en fonction du débit de production ou des prix des produits de base. Nous collaborons constamment avec nos clients de longue date et nos clients potentiels, à qui nous offrons des services de transport pipelinier et des services aux terminaux. 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 ou d'occasions de coentreprises 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 objectifs de décarbonation peuvent reposer sur nos pipelines de liquides, qui nous offrent en outre des possibilités de créer des partenariats avec des communautés autochtones. Notre stratégie de réduction des GES dans le secteur des pipelines de liquides consiste à nous procurer de l'énergie renouvelable pour alimenter nos systèmes d'exploitation de base et à réduire notre empreinte carbone. Notre objectif est de réduire de 99 % les émissions de portée 2 de nos activités d'ici 2025 et de parvenir à des émissions nettes nulles d'ici 2030. Nous cherchons aussi à nouer des partenariats avec des communautés autochtones qui créeront de la valeur et favoriseront encore la participation de ces partenaires aux infrastructures énergétiques.

FAITS MARQUANTS

Keystone XL

Après la révocation du permis présidentiel qui visait l'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021 et après un examen exhaustif de nos options en collaboration avec notre partenaire, le gouvernement de l'Alberta, nous avons abandonné le projet le 9 juin 2021.

Notre participation dans Keystone XL a été soumise à un test de dépréciation en 2021, de même que nos projets d'investissement connexes, dont le pipeline Heartland, les terminaux TC et le terminal de Keystone à Hardisty. Nous avons déterminé que la valeur comptable de ces actifs n'était plus entièrement recouvrable. Ainsi, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon, de 2,8 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars après les impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, laquelle a été exclue du résultat comparable. La charge de dépréciation d'actifs correspondait à l'excédent de la valeur comptable de l'actif de 3,3 milliards de dollars sur la juste valeur estimative de 175 millions de dollars, déduction faite des recouvrements contractuels de 693 millions de dollars et des obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon de 342 millions de dollars.

Des coûts liés aux activités d'abandon continueront d'être engagés tout au long de 2022, et les ajustements de la juste valeur estimative et les obligations contractuelles et légales futures seront passés en charges dès qu'ils seront établis tout en étant exclus du résultat comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 6, « Keystone XL », de nos états financiers consolidés de 2021 pour un complément d'information.

Nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 2,1 milliards de dollars après les impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, mais une partie importante de ce montant faisait l'objet d'un partage avec le gouvernement de l'Alberta, atténuant ainsi les conséquences financières nettes pour TC Énergie. En juin 2021, les titres de catégorie A émis au gouvernement de l'Alberta totalisant 394 millions de dollars ont été rachetés pour un montant nominal, le solde de 1,0 milliard de dollars (849 millions de dollars US) de la facilité de crédit de projet a été entièrement payé par le gouvernement de l'Alberta et 91 millions de dollars de titres de catégorie C ont été émis au gouvernement de l'Alberta lui conférant le droit de toucher tout produit futur afférent à la liquidation d'actifs précis du projet Keystone XL. Compte tenu de ces transactions, y compris leur incidence sur l'impôt sur le résultat, les conséquences financières nettes pour la société découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes au 31 décembre 2021 se chiffraient à 1,0 milliard de dollars et sont calculées comme suit :

(en millions de dollars)	2021
Charge de dépréciation d'actifs et autres (après les impôts) ¹	2 134
Titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta rachetés pour un montant nominal ²	(394)
Solde de la facilité de crédit – garanti et payé par le gouvernement de l'Alberta (montant net) ^{2,3}	(737)
Conséquences financières nettes de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL	1 003

1 Il y a lieu de se reporter à la note 6, « Keystone XL », de nos états financiers consolidés de 2021 pour un complément d'information.

2 Comptabilisés à l'état consolidé des capitaux propres.

3 Déduction faite des impôts sur le bénéfice et des titres de catégorie C émis.

Après la révocation du permis présidentiel, les travaux de construction ont cessé, sauf certaines activités nécessaires aux fins du nettoyage et de la remise en état des sites de travail conformément à notre engagement de protection de la sécurité et de l'environnement et aux exigences réglementaires. Les travaux de nettoyage et de remise en état de l'emprise sont pratiquement terminés tandis que les activités d'abandon se poursuivront durant l'exercice 2022. Nous nous concerterons avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de respecter nos engagements en matière d'environnement et de réglementation et de veiller à ce que la sortie du projet d'oléoduc Keystone XL se fasse en toute sécurité. La majorité des coûts connexes ont été financés par un dernier prélèvement sur la facilité de crédit liée au projet effectué en juin 2021, après quoi la facilité de crédit a été entièrement remboursée par le gouvernement de l'Alberta et résiliée.

Nous continuons de gérer les anciennes contestations du permis présidentiel et de l'emprise accordée par le Bureau of Land Management, qui sont toujours en instance à la Cour de district des États-Unis au Montana, en accord avec l'abandon du projet.

Le 22 novembre 2021, nous avons déposé un avis d'intention afin d'instituer une requête en vertu de l'ancien ALENA visant à compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel relatif au projet d'oléoduc Keystone XL. Nous chercherons à obtenir des dommages-intérêts de plus de 15 milliards de dollars US en raison du manquement du gouvernement des États-Unis à ses obligations en vertu de l'ALENA. Cette requête étant à un stade préliminaire, il est actuellement impossible d'établir quelle en sera l'issue définitive ni à quel moment elle sera connue.

Northern Courier

Le 30 novembre 2021, nous avons reçu un produit de 35 millions de dollars provenant de la monétisation de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier à Astisiy Limited Partnership, partenariat qui regroupe Suncor Energy Inc. et huit communautés autochtones de la municipalité régionale de Wood Buffalo. Nous avons donc inscrit un gain à la vente de 13 millions de dollars, avant les impôts (19 millions de dollars après les impôts). Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats.

Port Neches

Le 8 mars 2021, nous avons conclu une coentreprise avec Motiva pour construire l'oléoduc Port Neches Link de 152 millions de dollars US qui permettra de raccorder le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches, lequel achemine 630 000 b/j à sa raffinerie de Port Arthur. Ce réseau d'oléoducs communs comprendra aussi des installations visant à raccorder d'autres terminaux de liquides au réseau d'oléoducs Keystone et à d'autres infrastructures en aval, et sa mise en service est prévue au deuxième semestre de 2022.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le résultat 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)	2021	2020	2019
Réseau d'oléoducs Keystone	1 281	1 474	1 654
Pipelines en Alberta ¹	87	92	137
Commercialisation des liquides et autres	158	134	401
BAIIA comparable	1 526	1 700	2 192
Amortissement	(318)	(332)	(341)
BAIL comparable	1 208	1 368	1 851
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	(2 775)	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(43)	—	—
Gain sur la vente de Northern Courier	13	—	69
Activités de gestion des risques	(3)	(9)	(72)
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(1 600)	1 359	1 848
BAIIA comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	417	418	442
Dollars US	884	955	1 318
Incidence du change	225	327	432
BAIIA comparable	1 526	1 700	2 192

¹ Les pipelines en Alberta regroupaient les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier. En juillet 2019, nous avons vendu une participation de 85 % dans Northern Courier et, par la suite, nous avons comptabilisé à la valeur de consolidation notre participation résiduelle de 15 %. En novembre 2021, nous avons vendu notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier.

Le résultat sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 3,0 milliards de dollars en 2021 par rapport à 2020, et il avait diminué de 489 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019. 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, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, comptabilisée en 2021 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes par suite de la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- des coûts de préservation et autres coûts de 43 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisés 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, sur la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier en 2021 et un gain de 69 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente d'une participation de 85 % dans le même oléoduc en 2019;
- des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport à la période correspondante de 2020, alors que le raffermissement du dollar américain en 2020 avait eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens par rapport à 2019.

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

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

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été inférieur de 492 millions de dollars en 2020 à celui de 2019. La baisse est principalement imputable à l'incidence des éléments suivants :

- la diminution des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de la réduction mondiale de la demande et des prix du pétrole brut en raison de l'incidence importante de la pandémie de COVID-19 en 2020 et des perturbations qu'ont subies les marchés de l'énergie;
- la diminution du résultat par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 14 millions de dollars pour l'exercice 2021 comparativement à 2020, ce qui s'explique principalement par l'affaiblissement du dollar américain. L'amortissement avait diminué de 9 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019 en raison de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en partie contrebalancée par le raffermissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable de 2022 devrait être inférieur à celui de 2021, tant pour le réseau d'oléoducs Keystone que pour notre entreprise de commercialisation des liquides. Cette baisse sera imputable pour Keystone à la contraction des volumes sur le tronçon de l'oléoduc situé sur la côte américaine du golfe du Mexique qui se poursuivra et, pour l'entreprise de commercialisation, à la diminution des marges. Comme il en est question dans la section « Les rouages de notre secteur des pipelines de liquides », la demande mondiale du pétrole brut reste touchée par la pandémie de COVID-19, mais nous nous attendons à ce qu'elle se rétablisse graduellement pour revenir aux niveaux antérieurs à la COVID-19 en 2022.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées en 2021 ont totalisé 0,2 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 0,2 milliard de dollars en 2022.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Pipelines de liquides. Se reporter à la page 101 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 permettant d'assurer des services de transport sécuritaires et fiables, de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible, sont 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 une réduction des produits tirés des paiements fixes et des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer ces risques et tout contrecoup possible sur les communautés locales et l'environnement, 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 de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour vérifier régulièrement l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer 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 l'approbation, la construction, l'exploitation et la performance commerciale et financière de nos pipelines de liquides. Les revirements des politiques observées par les pouvoirs en place ou faisant suite à un changement à la tête du gouvernement peuvent influencer sur notre capacité à faire croître nos activités. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole, en particulier au vu des préoccupations qui entourent les changements climatiques, peut également avoir une incidence sur le processus de réglementation. Parallèlement, des particuliers et des groupes d'intérêt s'opposent à la construction de pipelines de liquides 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 et des décisions en matière de réglementation et d'affaires 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 pétroliers raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. Un resserrement persistant des prix du pétrole brut pourrait par ailleurs inciter les producteurs de brut 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 raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut et de diluants 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 la gestion de pétrole brut 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 s'efforcent de rehausser leurs normes environnementales et font de l'action en faveur du climat l'une de leurs priorités. 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.

Énergie et stockage

Les actifs de production d'électricité que nous détenons 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. Nous explorons aussi 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.

Nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta.

Stratégie

Notre stratégie consiste à utiliser le portefeuille concurrentiel de TC Énergie en tant que plateforme pour accroître nos activités de production d'électricité et 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.

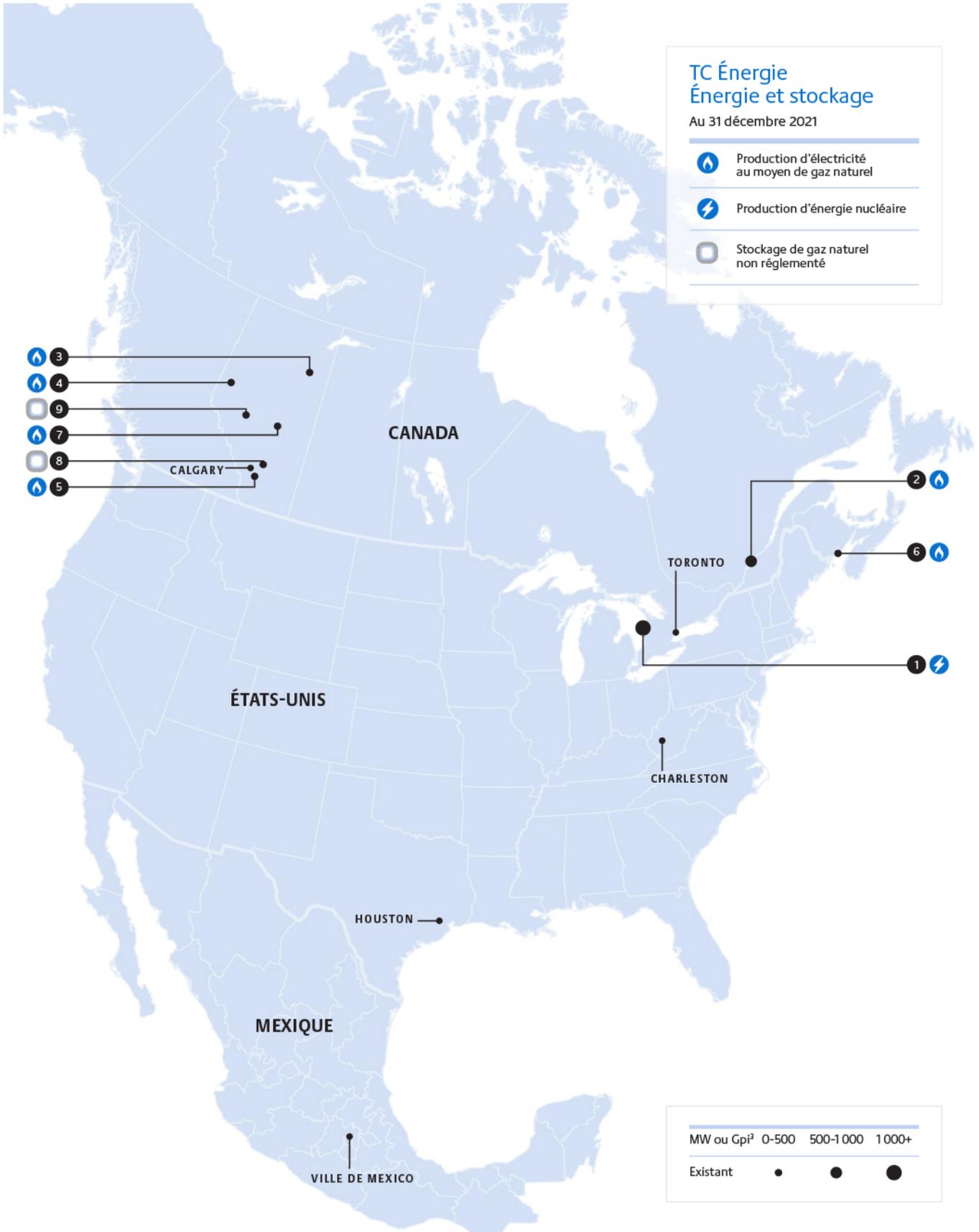
Faits récents

- Poursuite de l'avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, l'estimation définitive du coût et de l'échéancier ayant été soumise à la SIERE pour le RCP du réacteur 3, tandis que le RCP du réacteur 6 s'est poursuivi conformément au budget et au calendrier.
- Conclusion d'une CAE d'une durée de 15 ans visant la totalité de l'électricité produite par la centrale éolienne de 297 MW de Sharp Hills, en Alberta, ainsi que les caractéristiques environnementales qui y sont associées; l'exploitation de cette centrale devrait commencer en 2023.
- Poursuite de la réalisation du projet d'accumulation par pompage en Ontario sur des terrains appartenant au gouvernement fédéral, d'une capacité de 1 000 MW d'énergie propre; ce projet est assujéti à des conditions et doit recevoir l'approbation des organismes de réglementation.
- Mise en service de la centrale d'énergie solaire de Claresholm, qui marque le début de notre CAE de huit ans et ajoute 74 MW à notre portefeuille.
- Clôture de l'achat de la participation résiduelle dans le projet d'accumulation par pompage de Canyon Creek, qui nous en confère la propriété exclusive.

TC Énergie Énergie et stockage

Au 31 décembre 2021

-  Production d'électricité au moyen de gaz naturel
-  Production d'énergie nucléaire
-  Stockage de gaz naturel non réglementé



La capacité de production de nos actifs de production et de stockage d'énergie s'élève à 4 258 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
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.	48,4 %
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 %

1 Notre quote-part de la capacité de production.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ET DU STOCKAGE

Le secteur de l'énergie et du stockage compte deux groupes :

- les installations de production énergétique;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé).

Installations de production énergétique

Installations énergétiques au Canada

Nous détenons des centrales de production d'électricité totalisant une capacité d'environ 1 100 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, dont 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 marchandises 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. L'électricité produite par nos deux installations énergétiques de cogénération d'électricité alimentées au gaz naturel de l'est du Canada est vendue aux termes de contrats à long terme.

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 48,4 % 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. De plus, Bruce Power commercialise et négocie de l'électricité en Ontario et dans les territoires de compétence limitrophes; ces activités sont assujetties à de stricts contrôles.

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 à 35 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, et les travaux devraient se terminer conformément au calendrier et au budget. 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 soumise à la SIERE en décembre 2021. Le programme de RCP du réacteur 3 devrait commencer en 2023 et se terminer en 2026. Les investissements dans les programmes de RCP des quatre 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 2021, Bruce Power a lancé son projet 2030, qui 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.

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

Le prix contractuel peut être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de RCP. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficacités de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Pour la période allant de 2019 à 2021, une somme totale d'environ 200 millions de dollars a été versée à la SIERE relativement aux efficacités opérationnelles et aux efficacités de coûts réalisées au cours de la période allant de 2016 à 2018, notre quote-part de cette somme se chiffrant à environ 100 millions de dollars. Aucune efficacité au chapitre des coûts ou de l'exploitation 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.

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

Au 31 décembre 2021, nous avons conclu des CAE visant une production éolienne et solaire d'environ 400 MW en Alberta et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires 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.

Stockage de gaz naturel au Canada

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

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

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

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

FAITS MARQUANTS

Convention d'achat d'électricité de Sharp Hills

Le 20 septembre 2021, nous avons conclu une CAE d'une durée de 15 ans visant la totalité de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales de la centrale éolienne de 297 MW de Sharp Hills, dans l'est de l'Alberta. La centrale éolienne de Sharp Hills devrait entrer en service en 2023, sous réserve des approbations réglementaires et des conditions habituelles.

Arrêt d'exploitation de Bruce Power

Vers le milieu de 2021, dans le cadre des inspections et des activités d'essai, d'analyse et d'entretien prévues à Bruce Power pendant l'arrêt d'exploitation en cours du réacteur 6 et l'arrêt d'exploitation prévu du réacteur 3, des lectures plus élevées que prévu de la concentration d'hydrogène dans les tubes de force ont été détectées. Une évaluation de tous les réacteurs de Bruce Power a permis de conclure que ces lectures étaient limitées à une très petite partie des tubes respectifs et qu'elles n'ont pas eu d'incidence sur la sécurité ni sur l'intégrité des tubes de force. Le 9 octobre 2021, le réacteur 3 a été remis en service après l'approbation par la Commission canadienne de sûreté nucléaire de la demande de redémarrage de Bruce Power à l'issue d'inspections complètes ayant démontré que la sécurité et l'intégrité des tubes de force continuaient de satisfaire aux exigences réglementaires. Bruce Power intégrera des inspections supplémentaires à ses programmes de surveillance normaux pour donner suite aux nouvelles constatations et poursuivra la mise en œuvre d'autres programmes qui visent à établir l'aptitude au service à des concentrations élevées d'hydrogène. Ces inspections se sont ajoutées à la mise à l'arrêt prévue du réacteur 7, qui a été remis en service le 23 janvier 2022.

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

Le programme de RCP du réacteur 6 respecte toujours le calendrier et le budget. Toutefois, il se peut que la pandémie de COVID-19 ait une incidence sur les contingences en matière de coûts et d'échéance. Au besoin, Bruce Power cherchera à recouvrer les dépassements de coûts ou les retards en faisant valoir les clauses de force majeure prévues dans le contrat conclu avec la SIERE. La phase d'inspection du programme tire à sa fin et la phase d'installation est commencée. La préparation du programme de RCP du réacteur 3, soit le prochain arrêt d'exploitation prévu aux fins du programme de RCP, se poursuit, et Bruce Power a soumis son estimation définitive du coût et de l'échéancier à la SIERE en décembre 2021. Par ailleurs, Bruce Power a soumis son estimation préliminaire initiale du coût et de l'échéancier pour le réacteur 4, qui est le réacteur suivant prévu par le programme de RCP après le réacteur 3.

Initiative d'accroissement de la production de Bruce Power

En 2021, Bruce Power a lancé son projet 2030, qui 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.

Projet d'accumulation par pompage en Ontario

Dans le cadre de notre stratégie visant à saisir des occasions de profiter de la transition vers des sources d'énergie qui génèrent moins d'émissions de carbone, nous poursuivons la réalisation du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées près de Meaford, en Ontario. Le projet fournira 1 000 MW d'énergie propre et adaptable au réseau d'électricité de la province selon le procédé d'accumulation par pompage hydraulique.

Deux jalons du projet ont été franchis en 2021. Le 28 juillet 2021, le ministère fédéral de la Défense nationale a accordé un droit de passage sur la propriété du centre d'instruction de la 4^e Division du Canada pour l'aménagement des installations à cet endroit. Le 11 novembre 2021, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a ordonné à la SIERE de faire passer le projet à l'étape 2 de son processus de propositions spontanées. 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 aura pour effet de maximiser la valeur des installations de production d'énergie propre de la province.

Nous poursuivons aussi nos discussions avec la Nation ojibwée de Saugeen et d'autres groupes autochtones, ainsi qu'avec d'autres parties prenantes locales à mesure que ce projet progressera. Celui-ci demeure assujéti à diverses conditions et approbations, notamment l'approbation de notre conseil d'administration.

Demande d'information visant les énergies renouvelables

En 2021, dans le cadre d'une demande d'information, nous avons annoncé que nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement visant des projets d'énergie éolienne pouvant atteindre 620 MW, des projets d'énergie solaire pouvant atteindre 300 MW et des projets de stockage d'énergie pouvant atteindre 100 MW afin de combler les besoins d'électricité liés à la portion des actifs du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis. Nous avons aussi repéré d'importantes occasions innovantes de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Nous avons reçu un nombre considérable de réponses à nos demandes d'information; nous étudions les propositions qui nous ont été faites et prévoyons de conclure les contrats retenus au cours du premier semestre de 2022.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). 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)	2021	2020	2019
Bruce Power ¹	411	439	527
Installations énergétiques au Canada ²	253	213	285
Stockage de gaz naturel et autres	19	25	20
BAIIA comparable	683	677	832
Amortissement	(78)	(67)	(95)
BAI comparable	605	610	737
Postes particuliers :			
Gain (perte) sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	17	(414)	(279)
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	68
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	(8)
Activités de gestion des risques	6	(15)	(63)
Bénéfice sectoriel	628	181	455

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 et de la centrale de Coolidge jusqu'à sa vente en mai 2019.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et stockage a augmenté de 447 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020 et avait diminué de 274 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAI 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 et de 279 millions de dollars en 2019);
- un gain de 68 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- en 2019, une perte de 8 millions de dollars avant les impôts au titre du reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, qui ont été vendus en mai 2019;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

En 2021, le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a été supérieur de 6 millions 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 et les gains sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite ainsi que par la baisse des charges financières. 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'intensification des activités d'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.

En 2020, le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage avait été inférieur de 155 millions de dollars à celui de 2019; cette baisse était imputable essentiellement à l'incidence nette des éléments suivants :

- la mise hors service prévue du réacteur 6 de Bruce Power en janvier 2020, en vue du programme de RCP le concernant, compensée en partie par la réduction du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et non prévus des autres réacteurs ainsi que par les effets d'une hausse des prix de l'électricité réalisés. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la baisse du résultat des installations de production énergétique au Canada, principalement à cause de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario en avril 2020. De plus, nous avons vendu notre centrale de Coolidge en mai 2019.

Amortissement

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. L'amortissement avait diminué de 28 millions de dollars en 2020 comparativement à l'amortissement de 2019, en raison principalement de la cessation de l'amortissement de notre centrale de Halton Hills en juillet 2019.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAII 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 BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits ¹	1 656	1 681	1 746
Charges d'exploitation	(922)	(884)	(883)
Amortissement et autres	(323)	(358)	(336)
BAIIA comparable et BAII comparable²	411	439	527
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	86 %	88 %	84 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	321	276	393
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	22	36	58
Volumes des ventes (en GWh) ²	20 542	20 956	22 669
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁵	80 \$	80 \$	76 \$

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

2 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,4 % dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée, ainsi que celle du réacteur 6 jusqu'en janvier 2020, où le programme de RCP a commencé.

3 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale était disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

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

5 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de l'électricité réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés liés aux activités de passation de contrats et les coûts transférables. Les prix excluent les gains et les pertes non réalisés liés aux activités de passation de contrats et les produits ne provenant pas de l'électricité.

La capacité disponible de 2021, exclusion faite du réacteur 6, s'est située à 86 %, car des travaux d'entretien prévus ont été réalisés aux réacteurs 1 et 3 pendant l'exercice; le réacteur 7 a fait l'objet de travaux d'entretien prévus à partir du quatrième trimestre de 2021 jusqu'au 23 janvier 2022.

Exclusion faite de ce programme, qui a commencé en janvier 2020, la capacité disponible s'était chiffrée à 88 % en 2020, car des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés aux réacteurs 3, 4, 5 et 8. La capacité disponible s'était chiffrée à 84 % en 2019, car des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés aux réacteurs 2, 3, 5 et 7.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage de 2022 devrait être à peu près semblable à celui de 2021. Le résultat comparable de Bruce Power de 2022 devrait être semblable à celui de 2021, car l'effet de la hausse des prix contractuels pour le programme de RCP du réacteur 3 devrait être annulé par l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, hors RCP, et des coûts d'exploitation en 2022. Des travaux d'entretien prévus sont actuellement au calendrier pour les réacteurs 1 à 5 au premier semestre de 2022 et pour le réacteur 4 au second semestre de 2022. La mise à l'arrêt prévue du réacteur 7 a commencé au quatrième trimestre de 2021 et s'est terminée le 23 janvier 2022. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2022, exclusion faite du réacteur 6 dont le programme de RCP se poursuit, devrait se situer dans le bas de la fourchette des 80 %.

Dépenses d'investissement

En 2021, nous avons investi 0,8 milliard de dollars pour notre quote-part du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power et d'autres projets d'investissement de maintenance dans tout le secteur, et nous prévoyons d'investir environ 0,9 milliard de dollars en 2022.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Énergie et stockage. Se reporter à la page 101 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 en Alberta 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 de nos activités de production et de stockage d'énergie. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien, une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes ainsi qu'une réduction des paiements de capacité et 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. Les phénomènes météorologiques peuvent aussi 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 en Alberta et en Ontario 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.

Siège social

COVID-19

Dans le contexte des adaptations persistantes liées à la pandémie de COVID-19 et des restrictions connexes en vigueur, nous continuons d'exploiter efficacement nos actifs, d'exercer nos activités commerciales et d'exécuter nos projets en faisant de la santé, de la sécurité et de la fiabilité notre priorité. Il est encore trop tôt pour connaître avec exactitude les répercussions à long terme que pourrait avoir la COVID-19 sur notre programme d'investissement, mais nous continuons d'observer un certain ralentissement d'une partie de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations. De plus, les conséquences sur la chaîne d'approvisionnement se traduisent par des coûts plus élevés pour certains produits de base et des pénuries de main-d'œuvre dans certains secteurs, ce qui pourrait donner lieu à des hausses de coûts et à des progrès plus lents que prévu. Les projets d'investissement plus durement touchés par la crise de la COVID-19 sont décrits dans les analyses de chaque secteur.

La possibilité que la pandémie ait des répercussions encore plus marquées, à long terme, sur les activités et les projets de croissance de la société dépendra de développements, de politiques et de mesures futurs qui sont encore quelque peu incertains. Des renseignements complémentaires sur les risques, les incertitudes et les répercussions de la crise sanitaire sur nos activités sont exposés dans diverses rubriques du présent rapport de gestion : « Programme d'investissement », « Perspectives » et « Risques financiers ».

FAITS MARQUANTS

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

Le 17 juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, pourra transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année, ce qui nous donnera également l'occasion de moderniser des actifs existants et de réduire notre empreinte carbone. En mettant à profit les pipelines existants et un tout nouveau carrefour de séquestration, l'ACG devrait offrir une plateforme d'infrastructures qui permettra aux entreprises établies en Alberta de gérer leurs émissions et d'apporter une contribution positive à une économie à plus faibles émissions de carbone dans la province. Conçu pour être un réseau librement accessible, l'ACG relierait la région de Fort McMurray, le centre industriel de l'Alberta et la région de Drayton Valley aux principaux lieux de séquestration et points de livraison à l'intérieur de la province. Nous explorons aussi des possibilités d'exploiter nos réseaux pour soutenir la production et le transport d'hydrogène.

Décarbonation d'Irving Oil

Le 12 août 2021, nous avons conclu un protocole d'entente pour étudier l'aménagement conjoint d'une série de projets d'énergie axés sur la réduction des émissions de GES et l'ouverture de nouvelles possibilités économiques au Nouveau-Brunswick et dans les provinces de l'Atlantique. En collaboration avec Irving Oil, nous avons cerné une série de projets éventuels axés sur la décarbonation des actifs actuels et le déploiement, à moyen et à long terme, de nouvelles technologies pour réduire les émissions totales. Le partenariat se concentrera d'abord sur l'examen d'une série de projets de modernisation à la raffinerie d'Irving Oil à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, visant à réduire sensiblement les émissions grâce à la production et à la consommation d'électricité à faibles émissions de carbone.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous avons conclu deux ententes d'aménagement conjoint visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. La première de ces ententes est un partenariat conclu avec Nikola Corporation, concepteur et fabricant de véhicules électriques à batterie et de véhicules électriques à hydrogène zéro émission et d'équipement connexe. Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène. L'entente conclue avec Nikola englobe l'aménagement conjoint de carrefours de production à grande échelle d'hydrogène bleu et d'hydrogène vert exploitant nos infrastructures de gaz naturel et d'électricité.

La seconde des ententes est un partenariat conclu avec Hyzon Motors, chef de file dans le domaine des véhicules commerciaux électriques à pile à combustible, qui vise l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de gaz naturel renouvelable, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations seront 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.

Programme de départ volontaire à la retraite

Au milieu de 2021, nous avons offert un programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR ») unique aux employés admissibles. Les participants ont pris leur retraite au 31 décembre 2021 et ont reçu un paiement de transition en plus des prestations de retraite existantes. Pour 2021, nous avons passé en charges un total de 81 millions de dollars avant les impôts, principalement au titre des paiements de transition liés au PDVR, présenté dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Du coût total du programme, une tranche de 63 millions de dollars a été exclue du résultat comparable et une somme de 18 millions de dollars a été incluse dans les produits au titre des coûts qui sont recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au moyen des coûts transférés.

Rachat de parts ordinaires de TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, nous avons mené à bien le rachat de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues par TC Énergie, de sorte que TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte et entièrement détenue de TC Énergie. À la clôture de la transaction, conformément aux modalités de l'acquisition, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP ont reçu 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP, ce qui a entraîné l'émission de 38 millions d'actions ordinaires de TC Énergie évaluées à environ 2,1 milliards de dollars, déduction faite des frais de transaction. Il y a lieu de se reporter à la note 22, « Actions ordinaires », de nos états financiers consolidés de 2021 pour un complément d'information.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec (la perte) le bénéfice 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)	2021	2020	2019
BAIIA et BAIL comparables	(24)	(16)	(17)
Postes particuliers :			
Programme de départ volontaire à la retraite	(63)	—	—
Gain (perte) de change – prêts intersociétés ¹	41	86	(53)
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(46)	70	(70)

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

Le résultat sectoriel du siège social a reculé de 116 millions de dollars, passant d'un bénéfice sectoriel de 70 millions de dollars inscrit en 2020 à une perte sectorielle de 46 millions de dollars en 2021. Le bénéfice sectoriel pour 2020 représentait une amélioration de 140 millions de dollars par rapport à la perte sectorielle de 70 millions de dollars inscrite en 2019.

Le résultat sectoriel du siège social comprend des coûts avant les impôts liés au PDVR offert depuis le milieu de 2021 ainsi que les gains et les pertes de change sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires. Ces gains et pertes 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 et les gains de change correspondants inclus dans les intérêts créditeurs et autres au titre des prêts intersociétés. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour en savoir plus sur le PDVR et à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour en savoir plus sur les prêts intersociétés libellés en pesos.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social de 2021 ont été inférieurs de 8 millions de dollars à ceux de 2020. Cette diminution est imputable principalement à un ajustement apporté à l'impôt sur le capital aux États-Unis comptabilisé en 2020. Le BAIIA comparable du secteur Siège social de 2020 avait été semblable à celui de 2019.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(712)	(685)	(598)
Libellés en dollars US	(1 259)	(1 302)	(1 326)
Incidence du change	(320)	(446)	(434)
	(2 291)	(2 433)	(2 358)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(85)	(89)	(161)
Intérêts capitalisés	22	294	186
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 354)	(2 228)	(2 333)
Poste particulier :			
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(6)	—	—
Intérêts débiteurs	(2 360)	(2 228)	(2 333)

Les intérêts débiteurs de 2021 sont supérieurs de 132 millions de dollars à ceux de 2020. Ils 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 2021 sont 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 le 20 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 en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains;
- 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. 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.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2020 avaient été inférieurs de 105 millions de dollars par rapport à ceux de 2019, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant principalement à Keystone XL, ainsi qu'à Coastal GasLink, avant le passage à la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation après la vente d'une participation de 65 % dans le projet en mai 2020; cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des intérêts capitalisés après l'achèvement de la construction de la centrale de Napanee, en 2020. L'augmentation des intérêts capitalisés de Keystone XL résultait en grande partie de dépenses d'investissement supplémentaires consenties ainsi que de l'inclusion dans le calcul des intérêts capitalisés, par suite de notre décision de poursuivre la construction de l'oléoduc, de coûts en capital précédemment dépréciés. Ces coûts n'ont pas été recapitalisés, mais ont été inclus dans notre calcul des intérêts capitalisés, conformément aux PCGR;
- la baisse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme effectuées, déduction faite de ceux parvenus à maturité;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	140	106	203
Libellée en dollars US	101	182	205
Incidence du change	26	61	67
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	267	349	475

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'explique en grande partie par le plus grand nombre de projets de croissance du réseau NGTL en cours de construction. La baisse de la provision libellée en dollars américains s'explique surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Villa de Reyes, à compter du 1^{er} janvier 2021, à cause des retards qui entravent toujours le projet, et au projet BXP de Columbia Gas, qui a été mis en service le 1^{er} 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.

La provision pour les fonds utilisés durant la construction avait diminué de 126 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019. La baisse de la provision libellée en dollars canadiens en 2020 s'expliquait en grande partie par la mise en service des projets d'expansion du réseau NGTL. Quant à la baisse de la provision libellée en dollars américains, elle s'expliquait surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula, à compter du 1^{er} janvier 2020, à cause des retards qui entravaient toujours la construction, facteur en partie annulé par la poursuite de la construction du projet Villa de Reyes.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	444	173	162
Postes particuliers :			
(Pertes) gains de change – prêts intersociétés	(41)	(86)	53
Activités de gestion des risques	(203)	126	245
Intérêts créditeurs et autres	200	213	460

En 2021, les intérêts créditeurs et autres ont été inférieurs de 13 millions de dollars à ceux de 2020, tandis qu'ils avaient été supérieurs de 247 millions de dollars en 2020 à ceux de 2019. Ils comprennent les postes particuliers exposés ci-après, qui ont été exclus de notre calcul des intérêts créditeurs et autres pris en compte dans le résultat comparable :

- des pertes et des gains de change sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos;
- des gains et des pertes non réalisés découlant de la variation de la juste valeur des dérivés utilisés pour gérer notre risque de change.

Notre quote-part des gains et des pertes 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 est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Siège social et Gazoducs – Mexique, respectivement. Les gains et les pertes de change sur ces prêts intersociétés sont exclus du résultat comparable, tandis que les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sont 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.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable de 2021 ont été supérieurs de 271 millions de dollars à ceux de 2020, principalement sous l'effet net :

- des gains réalisés en 2021 comparativement à des pertes réalisées en 2020 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- des intérêts créditeurs moins élevés en 2021 sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos, en raison de la baisse des taux d'intérêt et de l'incidence de l'affaiblissement du peso sur la conversion des intérêts créditeurs au cours de l'exercice.

Les intérêts créditeurs et autres qui sont inclus dans le résultat comparable avaient augmenté de 11 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019 en raison de l'effet net :

- des pertes réalisées moins élevées en 2020 qu'en 2019 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- des intérêts créditeurs moins élevés en 2020 sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos en raison de la baisse des taux d'intérêt et de l'incidence de l'affaiblissement du peso sur la conversion des intérêts créditeurs au cours de l'exercice.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(833)	(654)	(898)
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	641	—	—
Programme de départ volontaire à la retraite	15	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	12	—	—
Vente de Northern Courier	6	—	46
Vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	(10)	131	85
Reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	299	195
Vente partielle Coastal GasLink LP	—	38	—
Vente d'actifs de Columbia Midstream	—	18	(173)
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	32
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	2
Vente de la centrale de Coolidge	—	—	(14)
Activités de gestion des risques	49	(26)	(29)
Charge d'impôts	(120)	(194)	(754)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2021 a été inférieure de 74 millions de dollars à celle de 2020, qui avait diminué de 560 millions de dollars par rapport à celle de 2019. Elle comprend les postes particuliers exposés ci-après, qui ont été exclus de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

En outre, certaines des incidences fiscales indiquées dans le tableau ci-dessus se rapportent à des postes particuliers mentionnés ailleurs dans le présent rapport de gestion. En 2021, tous les postes particuliers sont analysés dans les informations relatives à leur secteur respectif puisqu'ils ne se rapportent pas à des éléments particuliers de l'impôt sur le résultat.

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.

Postes particuliers en 2019 :

- une reprise de 195 millions de dollars sur la provision pour moins-value liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation avait été jugée plus probable qu'improbable;
- un recouvrement d'impôts de 32 millions de dollars sur les soldes d'impôts reportés attribuables à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la CATR et découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta entrée en vigueur en juin 2019.

Ces éléments ont été déduits de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable en plus de l'incidence fiscale des postes particuliers auxquels il est fait référence ailleurs dans le présent rapport de gestion.

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.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2020 était inférieure de 244 millions de dollars à celle de 2019, principalement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada et de 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)	2021	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(91)	(297)	(293)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 206 millions de dollars en 2021 comparativement à 2020 par suite de l'acquisition, le 3 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. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » et à la note 21, intitulée « Participations sans contrôle », de nos états financiers consolidés de 2021 pour un complément d'information.

En 2020, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle avait augmenté de 4 millions de dollars par rapport à 2019, principalement grâce au résultat plus élevé de TC PipeLines, LP, en partie contrebalancé par la perte nette attribuable aux participations sans contrôle rachetables, qui comprenait une perte de conversion et un rendement cumulé en 2020.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Dividendes sur les actions privilégiées	(140)	(159)	(164)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 19 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020, par suite essentiellement du rachat, le 31 mai 2021, de la totalité des actions privilégiées de série 13 émises et en circulation. En 2020, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, soit 159 millions de dollars, avaient été sensiblement les mêmes qu'en 2019.

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 recours à la gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit. 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 la gestion du portefeuille, aux coentreprises, au financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2021, notre actif à court terme s'élevait à 7,4 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 13,0 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,6 milliards de dollars, comparativement à 6,8 milliards de dollars au 31 décembre 2020. 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 10,0 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 5,0 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 5,0 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Au 31 décembre 2021, 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 1,2 milliard de dollars pouvait encore être prélevée;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, de facilités de crédit complémentaires, de nos activités de gestion du portefeuille, de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

Au 31 décembre 2021, notre actif total se chiffrait à 104,2 milliards de dollars, comparativement à 100,3 milliards de dollars au 31 décembre 2020, une augmentation qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2021, notre fonds de roulement et nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, partiellement contrebalancés par l'amortissement, la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain au 31 décembre 2021 par rapport au 31 décembre 2020 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2021, notre passif total s'établissait à 70,8 milliards de dollars, comparativement à 66,8 milliards de dollars au 31 décembre 2020, 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 33,4 milliards de dollars au 31 décembre 2021, soit un niveau semblable à 33,1 milliards de dollars au 31 décembre 2020.

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)	2021	Pourcentage du total	2020	Pourcentage du total
Billets à payer	5 166	6	4 176	5
Participation sans contrôle rachetable ¹	—	—	633	1
Dettes à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	38 661	45	36 885	45
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(673)	(1)	(1 530)	(2)
	43 154	50	40 164	49
Billets subordonnés de rang inférieur	8 939	11	8 498	10
Participation sans contrôle rachetable	—	—	393	1
Actions privilégiées	3 487	4	3 980	5
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	29 784	35	27 418	33
Participations sans contrôle	125	—	1 682	2
	85 489	100	82 135	100

1 Classée dans le passif à court terme au bilan consolidé.

Au 9 février 2022, nous avons des capacités inutilisées de 3,0 milliards de dollars, de 1,5 milliard de dollars, de 4,0 milliards de dollars US et de 1,5 milliard de dollars aux termes des capitaux propres de TC Énergie, des prospectus préalables de TCPL au Canada et aux États-Unis et du prospectus préalable visant les titres hybrides de TC Trust, respectivement, visant à faciliter l'accès futur aux marchés financiers.

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 2021, 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)	2021	2020	2019
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 890	7 058	7 082
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 712)	(6 052)	(6 872)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(88)	(800)	693
	(910)	206	903
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	53	(19)	(6)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(857)	187	897

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 890	7 058	7 082
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	287	327	(293)
Fonds provenant de l'exploitation	7 177	7 385	6 789
Postes particuliers :			
Charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et des coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	131	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	49	—	—
Programme de départ volontaire à la retraite	63	—	—
Recouvrement d'impôts exigibles découlant du programme de départ volontaire à la retraite	(14)	—	—
Charge d'impôts exigibles découlant de la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	—	320
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	8
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 406	7 385	7 117

Rentrées nettes liées aux activités d'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.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 24 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019, en raison surtout du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur, facteurs en grande partie contrebalancés par la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 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 recouverts 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.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 268 millions de dollars en 2020, comparativement à 2019; cette augmentation est principalement attribuable au recouvrement des frais relativement à la construction de Sur de Texas et de Coastal GasLink, au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée relative au réseau de NGTL et à l'accroissement du résultat comparable, facteurs en partie contrebalancés par la diminution des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(5 924)	(8 013)	(7 475)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(122)	(707)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 210)	(765)	(602)
	(7 134)	(8 900)	(8 784)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	35	3 407	2 398
Prêt à une société liée	(239)	—	—
Acquisition	—	(88)	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	73	—	186
Paiement au titre d'actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc.	—	—	(373)
Montants reportés et autres	(447)	(471)	(299)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 712)	(6 052)	(6 872)

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, dont il est question plus loin, 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.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2019 et 2020, passant de 6,9 milliards de dollars à 6,1 milliards de dollars, en raison surtout du produit tiré de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario en 2020 et d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP ainsi que du montant versé aux actionnaires dissidents de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») en 2019. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le coût lié à l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines.

Dépenses d'investissement ¹

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Gazoducs – Canada	2 737	3 608	3 906
Gazoducs – États-Unis	2 820	2 785	2 516
Gazoducs – Mexique	129	173	357
Pipelines de liquides	571	1 442	954
Énergie et stockage	842	834	1 019
Siège social	35	58	32
	7 134	8 900	8 784

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 2021 pour les postes des états financiers qui représentent le total des dépenses d'investissement.

Dépenses en immobilisations

En 2021, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL, d'ANR et des projets de Columbia Gas, ainsi que des dépenses d'investissement de maintien. La diminution des dépenses en immobilisations en 2021 par rapport à 2020 reflète la réduction des dépenses visant les projets de Columbia Gas, la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP et, par la suite, la comptabilisation à la valeur de consolidation de Coastal GasLink LP au deuxième trimestre de 2020, ainsi que l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des dépenses en immobilisations consacrées à ANR.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2020 et en 2019 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées à Keystone XL. La diminution des dépenses d'aménagement en 2020 par rapport à 2019 s'explique par le fait que les coûts du projet sont pris en compte dans les dépenses en immobilisations depuis que nous avons pris la décision, le 31 mars 2020, de poursuivre la construction.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2020 par rapport à 2019, principalement en raison de la hausse de notre investissement dans Bruce Power et de notre investissement dans Coastal GasLink LP après son reclassement en tant que participation comptabilisée à la valeur de consolidation.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2019 comprennent notre quote-part du financement par emprunt de Sur de Texas.

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 transactions de gestion du portefeuille 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.

En plus du produit tiré des transactions susmentionnées, en 2020, nous avons reçu 1,5 milliard de dollars provenant du prélèvement initial sur le financement de projet de Coastal GasLink LP qui a précédé la vente de la participation.

En 2019, nous avons conclu les transactions de gestion du portefeuille suivantes. Les produits en trésorerie sont présentés avant l'impôt et les ajustements postérieurs à la clôture :

- la vente de certains actifs de Columbia Midstream pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US;
- la vente de la centrale électrique de Coolidge pour un produit de 448 millions de dollars US;
- la vente d'une participation de 85 % dans Northern Border pour un produit de 144 millions de dollars.

En plus du produit tiré des transactions susmentionnées, en 2019, nous avons reçu une distribution de 1,0 milliard de dollars sur l'émission de titres d'emprunt de Northern Courier qui a précédé la vente de la participation.

Acquisition

Le 13 novembre 2020, nous avons acquis la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines pour une contrepartie en trésorerie de 67 millions de dollars US.

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 à notre quote-part des remboursements de la dette de Sur de Texas en 2021 et aux distributions reçues en 2019 sur les financements de Bruce Power et de Northern Border visant à financer leurs programmes d'investissement respectifs ainsi qu'à verser des distributions à leurs partenaires. En 2021, nous avons reçu des distributions de 73 millions de dollars de Sur de Texas par suite du remboursement de notre quote-part de 60 % du financement par emprunt à long terme de la coentreprise. En 2019, nous avons reçu des distributions de 120 millions de dollars de Bruce Power par suite de son émission de billets de premier rang sur les marchés financiers, ainsi que des distributions de 66 millions de dollars de Northern Border provenant d'un prélèvement sur sa facilité de crédit renouvelable pour gérer les niveaux de capitalisation.

(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
(en millions de dollars)			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 003	(220)	1 656
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	10 730	5 770	3 024
Remboursements sur la dette à long terme	(7 758)	(3 977)	(3 502)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	495	—	1 436
Perte sur le règlement d'instruments financiers	(10)	(130)	—
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	(633)	—	—
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	—	1 033	—
Dividendes et distributions versés	(3 548)	(3 367)	(2 174)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	148	91	253
Actions privilégiées rachetées	(500)	—	—
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP	(15)	—	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(88)	(800)	693

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.

En 2020, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 1,5 milliard de dollars par rapport à 2019, en raison principalement du remboursement net de billets à payer en 2020, de l'émission de billets subordonnés de rang inférieur en 2019 et de l'augmentation des dividendes et distributions en trésorerie versés en 2020, puisque la participation au RRD a cessé d'être réglée par l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé, à un escompte. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'accroissement des émissions de titres d'emprunt à long terme et les apports visant à soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL sous la forme d'une participation sans contrôle rachetable.

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 2021 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2024	1 250 US	1,00 %
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	1 000 US	2,50 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2024	750	Variable
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2031	500	2,97 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Septembre 2047	250	4,33 %
FILIALES DE KEYSTONE XL¹					
	Diverses dates	Facilité de crédit liée au projet	Juin 2021	849 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.²					
	Janvier 2021	Emprunt à terme non garanti	Juin 2022	4 040 US	Variable

1 Le 4 janvier 2021, nous avons établi une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, qui était entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours envers TC Énergie. Cette facilité de crédit a par la suite été ramenée à 1,6 milliard de dollars US et le gouvernement de l'Alberta a remboursé intégralement l'encours en juin 2021.

2 En décembre 2020, Columbia a conclu un emprunt à terme non garanti de 4,2 milliards de dollars US. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence. L'emprunt a été remboursé en entier et résilié en décembre 2021.

Le produit net des émissions susmentionnées de TCPL a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à rembourser notre dette existante.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2021 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 2021	Billets à moyen terme	500	3,65 %
	Janvier 2021	Déventures	400 US	9,875 %
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti	4 040 US	Variable
TC PIPELINES, LP				
	Novembre 2021	Emprunt à terme non garanti	450 US	Variable
	Mars 2021	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,65 %
ANR PIPELINE COMPANY				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	300 US	9,625 %
FILIALES DE KEYSTONE XL¹				
	Juin 2021	Facilité de crédit liée au projet	849 US	Variable

1 En juin 2021, conformément aux modalités de la garantie, le gouvernement de l'Alberta a remboursé l'encours de 849 millions de dollars US en vertu de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL portant intérêt à un taux variable et celle-ci a par la suite été résiliée, ce qui n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de TC Énergie.

Le 4 mars 2021, notre filiale TC PipeLines, LP a résilié sa facilité d'emprunt non garantie de 500 millions de dollars US portant intérêt à un taux variable sur laquelle aucun montant n'était prélevé.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En mars 2021, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2021-A pour un montant de 500 millions de dollars à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,20 % 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 500 millions de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,45 % 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 2031 jusqu'en mars 2051 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 3,316 % par année et il sera ajusté à compter de mars 2051 jusqu'en mars 2081 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 4,066 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 4 décembre 2030 et le 4 mars 2031 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 2021, 2020 et 2019, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2021.

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 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

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, 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. À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré. Entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 octobre 2019, les actions ordinaires aux termes du RRD ont été émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 % par rapport aux cours du marché sur une période donnée.

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 fait pas partie de notre plan de financement de base, est en vigueur pour une période de 25 mois, nous procure plus de souplesse financière à l'appui de nos mesures de crédit consolidées et de notre programme d'investissement et peut être activé si nous le jugeons nécessaire. Aucune action ordinaire n'a été émise aux termes de ce programme en 2021 ou en 2020.

Information sur les actions

au 9 février 2022

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	981 millions	
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
Série 15	40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	8 millions	4 millions

Le 31 mai 2021, nous avons racheté la totalité des 20 millions d'actions privilégiées de série 13 émises et en circulation à un prix de rachat de 25,00 \$ par action et avons versé le dernier dividende trimestriel de 0,34375 \$ par action privilégiée de série 13 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2021 exclusivement, précédemment déclaré le 6 mai 2021.

Le 3 mars 2021, nous avons émis 37 955 093 actions ordinaires de TC Énergie pour acquérir la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP que la société ne détenait pas déjà, évaluées à environ 2,1 milliards de dollars, déduction faite des coûts de transaction. Se reporter à la rubrique « Siège social – Faits marquants » pour un complément d'information sur l'acquisition.

Le 1^{er} février 2021, 818 876 actions privilégiées de série 5 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 6 et 175 208 actions privilégiées de série 6 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 5.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2021.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,48 \$	3,24 \$	3,00 \$
par action privilégiée de série 1	0,86975 \$	0,86975 \$	0,8165 \$
par action privilégiée de série 2	0,50997 \$	0,7099 \$	0,89872 \$
par action privilégiée de série 3	0,4235 \$	0,48075 \$	0,538 \$
par action privilégiée de série 4	0,34997 \$	0,54989 \$	0,73872 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,56575 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	0,41622 \$	0,52537 \$	0,7976 \$
par action privilégiée de série 7	0,97575 \$	0,97575 \$	0,98181 \$
par action privilégiée de série 9	0,9405 \$	0,9405 \$	1,032 \$
par action privilégiée de série 11	0,83775 \$	0,92194 \$	0,95 \$
par action privilégiée de série 13	0,34375 \$	1,375 \$	1,375 \$
par action privilégiée de série 15	1,225 \$	1,225 \$	1,225 \$

Le 14 février 2022, nous avons majoré de 3,4 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,90 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2022, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,60 \$ par action ordinaire.

Facilités de crédit

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

Au 9 février 2022, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,4 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Emprunteur	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2026	3,0	0,8
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 2022	4,5 US	1,7 US
TCPL / TCPL USA / Columbia / TransCanada American Investments Ltd.	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2024	1,0 US	1,0 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	2,6 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 2021 (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	5 166	5 166	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	47 928	1 320	4 480	4 476	37 652
Contrats de location-exploitation ²	554	73	136	129	216
Obligations d'achat et autres	4 625	2 211	773	432	1 209
	58 273	8 770	5 389	5 037	39 077

1 Exclusion faite des frais d'émission.

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 5,2 milliards de dollars à la fin de 2021, contre 4,2 milliards de dollars à la fin de 2020.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2021, la dette à long terme s'élevait à 38,7 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 8,9 milliards de dollars, comparativement à 36,9 milliards de dollars et à 8,5 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2020.

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 2021 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2021 (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	23 278	1 777	3 384	3 028	15 089
Billets subordonnés de rang inférieur	21 658	461	922	916	19 359
	44 936	2 238	4 306	3 944	34 448

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.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2021 (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	1 829	160	327	308	1 034
Dépenses d'investissement ²	1 472	1 432	37	3	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	619	128	219	97	175
Dépenses d'investissement ²	130	124	6	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	102	31	71	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ²	57	56	1	—	—
Autres	9	3	6	—	—
Énergie et stockage					
Dépenses d'investissement ²	65	48	16	1	—
Autres ³	50	10	21	19	—
Siège social					
Autres	278	205	69	4	—
Dépenses d'investissement ²	14	14	—	—	—
	4 625	2 211	773	432	1 209

- 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.

Perspectives

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 24 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. Nous prévoyons financer ce programme 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;
- la vente d'actifs;
- du 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;
- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre programme ACM;
- une émission distincte d'actions ordinaires.

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 les services de construction et la livraison de gaz naturel. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en juin 2022.

Au 31 décembre 2021, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 93 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 expirera en 2023.

Au 31 décembre 2021, 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 2021, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 80 millions de dollars, pour une valeur comptable de 4 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 2021, nous avons capitalisé 105 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 58 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni en faveur du régime de retraite à prestations déterminées canadien une lettre de crédit supplémentaire de 20 millions de dollars 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 2022 sera moindre qu'en 2021, mais les évaluations actuarielles visant à déterminer la capitalisation requise en 2022 de nos régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite au 1^{er} janvier 2022 seront effectuées au milieu de 2022. Nous nous attendons actuellement à capitaliser en 2022 environ 76 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 7 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 55 millions de dollars dans les régimes d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. De plus, nous prévoyons fournir une lettre de crédit d'un montant supplémentaire estimé à 20 millions de dollars 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 108 millions de dollars en 2021, contre 114 millions de dollars en 2020, en raison surtout d'une compression des régimes de retraite et d'un règlement lié au PDVR.

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 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. Certains des risques d'entreprise qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur l'ensemble de nos installations sont résumés ci-après. Ils font l'objet d'une surveillance continue.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Interruption des activités</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>
<p>Changements climatiques</p> <p>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 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.</p>	<p>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, qui seraient 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.</p>	<p>En 2021, nous avons mis sur pied une équipe chargée de la transition énergétique afin d'évaluer 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 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.</p> <p>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.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Cybersécurité</p> <p>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. 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.</p>	<p>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.</p>	<p>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 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.</p>
<p>Réputation et relations</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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 présente en détail nos commentaires portant sur la 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.</p>
<p>Incertitude réglementaire</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Accès au capital à un coût concurrentiel</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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 faisons aussi de la gestion de notre portefeuille 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.</p>
<p>Stratégie de répartition du capital</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>
<p>Coûts de réalisation et coûts en capital</p> <p>Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes fondés sur l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, la sécurité au travail et la sécurité des processus, la durabilité, la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et 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. 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, notamment l'établissement de cibles relatives au nombre total de cas devant être déclarés 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 interne 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 programmes environnementaux;
- les incidents majeurs touchant la sécurité au travail, la sécurité des processus et l'intégrité des actifs;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité au travail et la sécurité des processus;
- 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;
- notre programme de santé et d'hygiène du travail, qui englobe la santé physique et mentale.

Santé, sécurité et intégrité des actifs

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos infrastructures pipelinières, énergétiques et de stockage 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 2021, nous avons engagé 1,4 milliard de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit un montant semblable à celui de 2020. 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 de production et de stockage 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.

En réaction à la pandémie de COVID-19, suivant les directives des gouvernements et des autorités de santé publique, nous avons mis en place des protocoles et des procédures de santé et sécurité liés à la COVID-19 afin de protéger nos employés, les entrepreneurs et les autres parties prenantes.

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, et respecte 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. 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. 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. 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 2021, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 30 millions de dollars (24 millions de dollars en 2020), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. 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 2021, nous avons comptabilisé des charges de 59 millions de dollars (64 millions de dollars en 2020) 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 d'éventuels nouveaux règlements.

Politiques en vigueur

Canada

- Le règlement d'Environnement et Changement climatique Canada 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 activités de détection et de colmatage des fuites et des levés et mesures effectués pour quantifier les émissions. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement pour le moment.
- 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 nouveau règlement fédéral est actuellement en vigueur dans les provinces de l'Ontario, du Manitoba, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick, car celles-ci n'avaient pas de plan provincial de tarification du carbone qui remplissait les critères du gouvernement du Canada au moment de l'élaboration du règlement. En conséquence, tous nos actifs sont assujettis à une tarification du carbone partout au Canada.
- 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.
- 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.
- 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 de production et de stockage 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 de production et de stockage sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.

- 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. Le gouvernement 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. Les installations gazières du réseau principal au Canada et de TQM qui traversent le Québec sont également assujetties à ce programme et des instruments de conformité ont été achetés, ou le seront, afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI.
- Le 29 mars 2021, le gouvernement de l'Ontario et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral sera remplacé en Ontario, le 1^{er} janvier 2022, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario. Les installations visées par le programme doivent respecter les exigences des règlements sur le STFR fédéral pour les périodes de conformité de 2020 et 2021. 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. À l'heure actuelle, nous prévoyons que le programme des normes de rendement à l'égard des émissions n'aura pas d'incidence majeure sur le rendement financier de nos gazoducs en Ontario.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le 30 juin 2021, une résolution conjointe du Congrès désapprouvant la modification réglementaire de 2020 a été adoptée. 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.
- *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.

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 GES et des composés 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.
- En 2018, 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.
- En 2019, 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 prendra la forme d'un projet-pilote sur trois ans, de 2020 à 2022, qui permettra 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

- Le gouvernement du Canada élabore actuellement la Norme sur les combustibles propres (la « norme ») qui vise des réductions des émissions de GES. 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 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.
- Le 11 octobre 2021, Environnement et Changement climatique Canada s'est engagé à élaborer un plan visant la réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et de gazier d'au moins 75 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2030. En 2022, nous évaluerons les conséquences possibles des modifications réglementaires et des politiques, le cas échéant, découlant de cette annonce à mesure que les informations seront rendues disponibles.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : En août 2020, 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 2 novembre 2021, l'USEPA a rendu public un projet de règlement visant la réduction des émissions de méthane et d'autres polluants atmosphériques nuisibles provenant de sources nouvelles et existantes dans le secteur pétrolier et gazier. Le règlement sur le méthane a été inscrit au registre fédéral le 15 novembre 2021, une audience publique a été prévue le 30 novembre 2021 et la période de commentaires du public a pris fin le 14 janvier 2022. Une proposition complémentaire à l'appui du texte réglementaire a été publiée le 15 novembre 2021. Le projet de règlement applicable aux sources nouvelles ou modifiées devrait avoir une incidence sur les nouveaux projets qui seront lancés en 2022 et par la suite. Les lignes directrices portant sur les sources d'émissions existantes pourraient avoir des répercussions sur l'ensemble de nos installations existantes lorsqu'elles entreront en vigueur.
- *État de Washington* : L'État a annoncé qu'il commençait l'élaboration d'un règlement relatif à son programme de plafonnement et d'échange adopté en 2021. L'élaboration du règlement aura lieu en 2022, en vue du lancement du programme en janvier 2023. L'État poursuit l'élaboration de son règlement sur l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre des projets, lequel obligera les projets à présenter une estimation de leurs émissions de GES possibles établie à l'aide des méthodes d'évaluation environnementale décrites dans le règlement. Le libellé du règlement sera proposé en début d'année et l'État tiendra des périodes de commentaires et des audiences publiques avant d'arrêter le texte définitif ultérieurement en 2022. Ce programme et les règlements connexes s'appliqueront à nos actifs et à nos projets dans l'État de Washington. La mise à jour du Washington Commercial Building Code a aussi été entreprise et elle comprend des dispositions qui limitent l'utilisation du gaz naturel dans les nouvelles constructions. La mise à jour se poursuivra en 2022.
- *Californie* : Nos actifs pourraient être touchés par le décret du gouverneur de la Californie, promulgué le 23 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.
- *Oregon* : En mars 2020, 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 d'ici au 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 ») pour qu'elle soit soumise au vote lors de la réunion de l'EQC en décembre 2021. L'EQC a approuvé le programme, duquel sont toujours dispensées nos installations et leurs émissions.
- *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* : En août 2020, le département de la conservation de l'environnement de New York (le « DCE NY ») a publié son projet de règles sur la réduction des GES, mettant en œuvre la loi intitulée Climate Leadership and Community Protection Act qui imposait au DCE NY l'adoption de limites de GES pour toutes les sources d'émissions dans l'État. Le projet de règlement exige une réduction des GES équivalant à 60 % du niveau des émissions de GES en 1990 d'ici 2030 et à 15 % de ce niveau d'ici 2050. Comme le projet de règlement ne prévoit aucune exigence de conformité, l'incidence sur nos actifs ne peut être évaluée pour le moment.

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

- *Gouvernement fédéral* : Le 22 octobre 2021, l'USEPA a présenté 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 au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par la société et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties 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 du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties 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 concluons des contrats et avons recours à des activités de couverture, ainsi qu'à la vente et à 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 l'offre de ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d'étoffer notre portefeuille d'actifs et 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 et 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.

Bon nombre de nos instruments financiers et obligations contractuelles comportent des composantes à taux variable qui sont fondées sur le TIOL en dollars US, dont certains paramètres ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet aura lieu d'ici le milieu de 2023. Nous avons effectué les modifications de système requises pour faciliter l'adoption des taux de référence standard proposés par le marché. Nous avons également terminé l'analyse des contrats touchés par la réforme des taux de référence et les modifications contractuelles requises, s'il y a lieu, seront apportées avant le retrait complet au milieu de 2023. Ces modifications ne devraient pas avoir une incidence significative sur nos états financiers consolidés; toutefois, nous continuerons de surveiller l'évolution de ce dossier jusqu'à la date de retrait complet de l'indice.

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 bénéfice net. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers de 2021 – Incidence du change » pour plus de précisions à ce sujet.

Une petite partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar US. Comme ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre bénéfice net. Ce risque est géré au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change.

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

Les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19 et les perturbations de l'offre et de la demande d'énergie à l'échelle mondiale qui en découlent continuent de favoriser l'incertitude du marché qui nuit à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous avons resserré notre surveillance des contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières et accru nos communications avec elles.

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 justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2021 et 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, 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 2021, 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 2021 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 2021, 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 2021 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 2021.

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 2021 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 des états financiers conformes aux PCGR, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels.

Les estimations comptables qui suivent exigent que nous ayons recours à des hypothèses importantes qui s'appuient sur des facteurs subjectifs ou fort incertains pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers. Les estimations comptables critiques auxquelles nous avons recours pour dresser nos états financiers sont présentées dans les conventions comptables.

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

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation, l'écart d'acquisition et les projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Notre évaluation du caractère recouvrable des actifs à long terme prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, l'évolution des secteurs d'activité et des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, notre capacité à renouveler les contrats ainsi que le rendement financier et les perspectives de nos actifs. Si la valeur totale des flux de trésorerie futurs non actualisés estimée pour une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimé pour un actif à long terme est inférieur à leur valeur comptable, nous considérons que la juste valeur est inférieure à la valeur comptable et nous enregistrons une perte de valeur. Dans le cas de l'écart d'acquisition, si la juste valeur de l'unité d'exploitation calculée d'après les flux de trésorerie actualisés est inférieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

En 2021, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 2,8 milliards de dollars avant les impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL (2,1 milliards de dollars après les impôts).

En 2020 et en 2019, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

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. En août 2019, nous avons conclu la vente de certains actifs de Columbia Midstream à un tiers. Comme ces actifs constituaient une entreprise au sein de l'unité d'exploitation Columbia, la tranche de 595 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Columbia attribuée à ces actifs a été libérée et portée en déduction du gain sur la vente.

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.

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 Columbia pour laquelle nous avons décidé de procéder directement à un test de dépréciation quantitatif. 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.

À la suite du règlement tarifaire non contesté conclu avec les expéditeurs en 2021, nous avons effectué un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition annuel de Columbia au 31 décembre 2021. Il a été établi que la juste valeur de Columbia dépassait sa valeur comptable, goodwill compris, au 31 décembre 2021.

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 recouverts ou remboursés 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 recouverts 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)	2021	2020
Autres actifs à court terme	169	235
Autres actifs à long terme	48	41
Créditeurs et autres	(221)	(72)
Autres passifs à long terme	(47)	(59)
	(51)	145

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 2021 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	173	159	8	6	—
Passifs	(200)	(184)	(12)	(3)	(1)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	44	10	29	5	—
Passifs	(68)	(37)	(30)	(1)	—
	(51)	(52)	(5)	7	(1)

Gains et pertes non réalisés 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)	2021	2020	2019
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	9	(23)	(111)
Change	(203)	126	245
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	287	183	378
Change	240	(33)	(70)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(44)	6	(6)
Taux d'intérêt	(32)	(16)	2

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

2 Aucun gain ni aucune perte n'ont été comptabilisés 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.

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 26 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2021 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

Au 31 décembre 2021, les prêts à des sociétés liées inscrits à notre bilan consolidé de 19,7 milliards de pesos mexicains, ou 1,2 milliard de dollars, représentaient notre quote-part de 60 % du financement par emprunt de la coentreprise Sur de Texas. Au 31 décembre 2020, ce prêt était comptabilisé au poste « Prêts à long terme à des sociétés liées » du bilan consolidé et se chiffrait à 20,9 milliards de pesos mexicains, ou 1,3 milliard de dollars.

L'état consolidé des résultats reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels sont entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part de 60 % du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars)	2021	2020	2019	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	87	110	147	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(87)	(110)	(147)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
(Pertes) gains de change ¹	(41)	(86)	53	Intérêts créditeurs et autres
Gains (pertes) de change ¹	41	86	(53)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Coastal GasLink LP

Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP qui nous a confié, en sous-traitance, l'aménagement et l'exploitation du gazoduc Coastal GasLink. 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 500 millions de dollars au 31 décembre 2021, et l'encours de 1 million de dollars (néant au 31 décembre 2020) était pris en compte dans les prêts à des sociétés liées au bilan consolidé.

Le 6 décembre 2021, nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une convention de prêt subordonné afin de fournir un financement temporaire provisoire, au besoin, pouvant atteindre 3,3 milliards de dollars en attendant l'obtention du financement de projet requis pour couvrir les coûts supplémentaires. Le financement mis à la disposition de Coastal GasLink LP aux termes de cette convention est fourni au moyen de facilités portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché et de facilités ne portant pas intérêt assujetties à un rendement pour la société sous certaines conditions au moment où le coût définitif du projet sera déterminé. Au 31 décembre 2021, les prêts à long terme à des sociétés liées inscrits au bilan consolidé reflétaient les montants en cours de 238 millions de dollars aux termes de la convention de prêt subordonné.

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 2021 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2021				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	3 584	3 240	3 182	3 381
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 118	779	975	(1 057)
Résultat comparable	1 035	972	1 038	1 108
Données sur les actions				
Résultat net par action ordinaire – de base	1,14 \$	0,80 \$	1,00 \$	(1,11) \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,06 \$	0,99 \$	1,06 \$	1,16 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$

2020				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	3 297	3 195	3 089	3 418
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 124	904	1 281	1 148
Résultat comparable	1 080	893	863	1 109
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,20 \$	0,96 \$	1,36 \$	1,22 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,15 \$	0,95 \$	0,92 \$	1,18 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,81 \$	0,81 \$	0,81 \$	0,81 \$

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 expéditeurs;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation.

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 de l'énergie et du stockage, les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

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

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire les risques financiers et les risques liés au prix des produits de base particuliers auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent globalement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur 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 font pas partie de nos activités sous-jacentes. Nous excluons également les gains et les pertes de change non réalisés sur les prêts à des sociétés liées 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.

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 d'entreposage 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 versés dans le cadre du PDVR;
- des coûts de préservation et d'entreposage 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 d'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL 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 avril 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, le 20 janvier 2021.

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

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

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2020 étaient également exclues :

- une perte additionnelle de 45 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- une réduction de 6 millions de dollars du gain après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2020 étaient également exclus :

- un gain de 408 millions de dollars après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP;
- une perte additionnelle de 80 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2020 étaient également exclues :

- une reprise de 281 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est jugée plus probable qu'improbable;
- une perte additionnelle de 77 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2021

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2021	2020
Gazoducs – Canada	389	350
Gazoducs – États-Unis	818	730
Gazoducs – Mexique	123	137
Pipelines de liquides	373	300
Énergie et stockage	191	43
Siège social	(6)	(150)
Total du bénéfice sectoriel	1 888	1 410
Intérêts débiteurs	(611)	(530)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	72	95
Intérêts créditeurs et autres	87	373
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 436	1 348
Charge d'impôts	(278)	(116)
Bénéfice net	1 158	1 232
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(69)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 150	1 163
Dividendes sur les actions privilégiées	(32)	(39)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 118	1 124
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,14 \$	1,20 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2021, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 6 millions de dollars, ou 0,06 \$ par action ordinaire, comparativement à la même période en 2020. Le résultat net par action ordinaire du quatrième trimestre de 2021 tient aussi compte de l'effet des actions ordinaires émises pour l'acquisition de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021.

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

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 dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et d'entreposage 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 charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL ne tient pas compte des montants compensatoires au titre de l'investissement du gouvernement de l'Alberta dans le projet Keystone XL ni du remboursement par ce dernier de la facilité de crédit garantie liée au projet sans recours envers TC Énergie, lesquels ont été comptabilisés à l'état consolidé des capitaux propres au deuxième trimestre de 2021 et ont permis d'atténuer les conséquences financières pour la société de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

Les résultats du quatrième trimestre de 2020 comprennent :

- une perte additionnelle de 81 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario en avril 2020;
- une reprise de 18 millions de dollars sur la provision pour moins-value après notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation avait été 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.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités. Le rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 118	1 124
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	(60)	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	(19)	—
Programme de départ volontaire à la retraite	(7)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	10	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	6	81
Reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	(18)
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	(18)
Activités de gestion des risques ¹	(13)	(89)
Résultat comparable	1 035	1 080
Bénéfice net par action ordinaire	1,14 \$	1,20 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	(0,06)	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	(0,02)	—
Programme de départ volontaire à la retraite	(0,01)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,01	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	0,01	0,08
Reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	(0,02)
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	(0,02)
Activités de gestion des risques	(0,01)	(0,09)
Résultat comparable par action ordinaire	1,06 \$	1,15 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2021	2020
Gazoducs – États-Unis	7	—
Pipelines de liquides	(5)	(25)
Installations énergétiques au Canada	4	(1)
Stockage de gaz naturel	30	(5)
Change	(20)	150
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(3)	(30)
Total des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	13	89

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)	2021	2020
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	674	682
Gazoducs – États-Unis	1 032	919
Gazoducs – Mexique	151	166
Pipelines de liquides	380	408
Énergie et stockage	177	161
Siège social	(10)	(13)
BAIIA comparable	2 404	2 323
Amortissement	(634)	(652)
Intérêts débiteurs	(611)	(530)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	72	95
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	103	86
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(259)	(134)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(69)
Dividendes sur les actions privilégiées	(32)	(39)
Résultat comparable	1 035	1 080
Résultat comparable par action ordinaire	1,06 \$	1,15 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2021 et de 2020

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2021 a été supérieur de 81 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2020, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur du secteur Gazoducs – 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, de la diminution des coûts d'exploitation de plusieurs de nos pipelines et de l'amélioration du résultat de notre entreprise d'exploitation des minéraux;
- le BAIIA comparable plus élevé du secteur Énergie et stockage attribuable à la hausse du résultat des installations énergétiques au Canada qui découle essentiellement de l'apport des activités de négociation et des marges plus élevées réalisées, ainsi qu'à l'augmentation du résultat de Bruce Power sous l'effet de l'accroissement des volumes découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt 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;
- le BAIIA comparable moins élevé du secteur Gazoducs – Canada imputable à l'incidence nette de la baisse de l'amortissement et des charges financières traités à titre de coûts transférables, en partie contrebalancée par la hausse des revenus incitatifs et l'élimination de la contribution de TC Énergie au réseau principal au Canada. La diminution du BAIIA a été en partie compensée par la hausse des impôts sur le bénéfice transférés de même que par l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- l'incidence 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 plus loin, le BAIIA comparable en dollars américains a augmenté de 92 millions de dollars US par rapport à celui de 2020, où il s'était chiffré à 1,1 milliard de dollars US, pour s'établir à 1,2 milliard de dollars US; cependant, il a été converti au taux de 1,26 en 2021, contre 1,30 en 2020. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

Bien que l'affaiblissement du dollar américain au quatrième trimestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020 ait eu une incidence défavorable importante sur le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2021, l'incidence correspondante sur le résultat comparable a été négligeable grâce aux couvertures naturelles et économiques ayant eu un effet compensatoire. 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 certaines charges 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 2021 et de 2020

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2021 a été inférieur de 45 millions de dollars, soit 0,09 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2020. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la charge d'impôts plus élevée, principalement par suite de la baisse des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, des ajustements liés à l'inflation au Mexique et de la hausse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux 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'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel, le 20 janvier 2021, en partie compensée 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 du 1^{er} janvier 2021, à cause des retards qui entravent toujours les activités, en partie annulée par les projets d'expansion en cours relatifs au réseau de NGTL;
- la diminution des participations sans contrôle par suite de l'acquisition, le 3 mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC Pipelines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la diminution de l'amortissement de nos gazoducs au Canada du fait que l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada s'est terminé au cours de l'exercice, facteur en partie contrebalancé par la mise en service de nouveaux projets du secteur Gazoducs – États-Unis et par certains ajustements comptabilisés au quatrième trimestre de 2021 par suite du règlement tarifaire non contentieux relatif à Columbia Gas;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout aux gains réalisés sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, qui ont été plus élevés en 2021 qu'en 2020.

Incidence du change

Malgré la diminution des taux de change moyens au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport au trimestre correspondant de 2020, l'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable de la période considérée, 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)	2021	2020
BAIIA comparable		
Gazoducs – États-Unis	819	706
Gazoducs – Mexique ¹	140	146
Pipelines de liquides aux États-Unis	216	231
	1 175	1 083
Amortissement	(245)	(216)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(314)	(315)
Intérêts capitalisés	—	42
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	28	56
Participations sans contrôle et autres	(9)	(70)
	635	580
Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens	1,26	1,30

1 Exclut les intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés liés à Sur de Texas, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a augmenté de 39 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à la même période de 2020.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à celui de la même période de 2020, 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 depuis le 1^{er} janvier 2020 aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous 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 a augmenté de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à la même période de 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. Depuis le 1^{er} janvier 2021, 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.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à la période correspondante de 2020, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

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

L'amortissement a diminué de 47 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à la même période de 2020, principalement parce que l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada s'est terminé au cours de l'exercice; ce facteur a été en partie contrebalancé par l'augmentation de l'amortissement du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 88 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 comparativement à la même période de 2020. Il comprend des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en 2021, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable. L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2020.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 a augmenté de 113 millions de dollars US par rapport à la même période en 2020 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- une augmentation nette du BAIIA comparable 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information;
- le résultat supérieur découlant de la diminution des coûts d'exploitation de plusieurs de nos pipelines et de l'apport des projets de croissance mis en service, principalement sur les réseaux de Columbia Gas et d'ANR;
- l'accroissement du résultat de notre entreprise d'exploitation minière grâce à la hausse des prix des produits de base.

L'amortissement a augmenté de 30 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 comparativement à la même période de 2020, essentiellement par suite de la mise en service de nouveaux projets et de certains ajustements comptabilisés au quatrième trimestre de 2021 par suite du règlement tarifaire non contentieux relatif à Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique ont diminué de 14 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à celui de la même période de 2020. L'affaiblissement du dollar américain au quatrième trimestre de 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens comparativement à la même période en 2020.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a diminué de 6 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à celui de la même période de 2020 en raison de la baisse de notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 est resté sensiblement le même que celui de la période correspondante de 2020.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 73 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à la même période de 2020, et il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable :

- 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, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel;
- des coûts de préservation et d'entreposage de 14 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisés au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021 et 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;
- un gain de 13 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier au quatrième trimestre de 2021;
- des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis comparativement à la même période en 2020.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a diminué de 28 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à celui de la même période de 2020, baisse principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides du fait de l'élargissement des marges et de l'accroissement des volumes.

L'amortissement a diminué de 3 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 comparativement à celui de la même période de 2020, principalement par suite de l'affaiblissement du dollar américain.

Énergie et stockage

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et stockage a augmenté de 148 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à celui de la même période de 2020. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable :

- une perte de 93 millions de dollars, avant les impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 relativement à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux prix des produits de base auquel nous sommes exposé.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 comparativement à celui de la même période de 2020, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat accru des installations énergétiques au Canada, attribuable principalement à l'apport des activités de négociation et des marges plus élevées réalisées;
- l'apport plus élevé de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation, partiellement contrebalancé par la hausse des coûts d'exploitation;
- la diminution du résultat inscrit par les activités de stockage de gaz naturel et autres, imputable à l'intensification des activités d'expansion des affaires de l'ensemble du secteur et au resserrement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta.

L'amortissement du trimestre clos le 31 décembre 2021 a été comparable à celui de la période correspondante de 2020.

Siège social

La perte sectorielle du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 a diminué de 144 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2020. La perte du secteur Siège social 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 à la mi-2021. Elle comprend en outre 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. Ces pertes et 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 BAII comparables, car ils sont entièrement compensés par les gains et les pertes de change correspondants inclus dans les intérêts créditeurs et autres au titre des prêts intersociétés.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 ont été essentiellement les mêmes que ceux de la période correspondante de 2020.

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
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

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

Organismes gouvernementaux et de réglementation

CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energía, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
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 (anciennement l'Office national de l'énergie (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
TSX	Bourse de Toronto

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

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR ») et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2021 et 2020 et met en évidence les changements importants survenus entre 2020 et 2019, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »). À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2021 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés et de l'efficacité des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la société.



François L. Poirier
Président et chef de la direction

Le 14 février 2022



Joel E. Hunter
Vice-président directeur et chef des finances

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires de Corporation TC Énergie

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de Corporation TC Énergie (la « société ») aux 31 décembre 2021 et 2020, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2021, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2021 et 2020, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2021 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2021, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, et dans notre rapport daté du 14 février 2022, nous avons exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures d'audit en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages des éléments probants à l'égard des montants et des informations à fournir dans les états financiers consolidés. Nos audits comprennent également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit présentées ci-après sont les éléments découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été communiqués au comité d'audit, ou qui doivent l'être, et qui : 1) portent sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés; et 2) font intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La présentation des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant les questions critiques de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur les questions critiques de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elles se rapportent.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Comme il est mentionné à la note 13 afférente aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition s'élevait à 12 582 millions de dollars au 31 décembre 2021. La société soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, pourrait avoir subi une perte de valeur. Exception faite de l'unité d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») pour laquelle la société a opté de soumettre directement l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif, la société n'a procédé qu'à des appréciations qualitatives pour déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur. Les appréciations qualitatives ont été faites en date du 31 décembre 2021.

Nous avons déterminé que l'évaluation des indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition ou des facteurs qualitatifs constituait une question critique de l'audit. L'appréciation de l'incidence potentielle que ces facteurs qualitatifs peuvent avoir sur la juste valeur d'une unité d'exploitation nécessite l'exercice d'un jugement subjectif de la part de l'auditeur. Les facteurs qualitatifs englobent 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, les événements propres aux unités d'exploitation, ce qui a nécessité un degré plus élevé de jugement de la part de l'auditeur pour procéder à l'évaluation. Ces facteurs qualitatifs auraient pu avoir une incidence importante sur l'appréciation qualitative faite par la société et donner lieu à la nécessité éventuelle de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette évaluation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés au processus d'appréciation de la société à l'égard de la dépréciation de l'écart d'acquisition, notamment les contrôles qui permettent de déterminer les facteurs qualitatifs potentiels. Nous avons évalué l'appréciation faite par la société des changements liés à des événements propres à l'entité qui ont été relevés par rapport à nos connaissances relatives aux changements liés à des événements propres obtenues dans le cadre d'autres procédures d'audit. Nous avons évalué l'information contenue dans les rapports d'analyse du secteur de l'énergie et des services publics, y compris des prévisions en matière de consommation mondiale d'énergie et de production de gaz naturel, laquelle a été comparée aux considérations du marché et aux considérations géopolitiques utilisées par la société. Nous avons comparé les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs de coûts, les résultats financiers historiques et prévus des unités d'exploitation, dont l'incidence des projets de croissance nouvellement approuvés, par rapport aux hypothèses utilisées dans le cadre des tests de dépréciation quantitatifs de l'écart d'acquisition effectués au cours des périodes précédentes. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidé :

- à évaluer la détermination des multiples d'évaluation par la société en les comparant à des transactions récentes sur le marché portant sur des actifs comparables, observées de façon indépendante, et en utilisant des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer les taux d'actualisation utilisés par la direction dans le cadre de l'appréciation en les comparant à une fourchette de taux d'actualisation établie de façon indépendante à l'aide de données de marché accessibles au public pour des entités comparables.

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

Comme il est mentionné à la note 13 afférente aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition s'élevait à 12 582 millions de dollars au 31 décembre 2021, dont 9 303 millions de dollars se rapportaient à l'unité d'exploitation Columbia. La société soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, pourrait avoir subi une perte de valeur. La société peut d'abord évaluer les facteurs qualitatifs pour déterminer la nécessité de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. En ce qui a trait à l'unité d'exploitation Columbia, la société a opté de soumettre directement l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif à la suite du règlement tarifaire non contesté conclu avec les expéditeurs en 2021. Le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition nécessite de calculer la juste valeur d'une unité d'exploitation et de comparer cette valeur obtenue à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. La juste valeur est estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés qui nécessite le recours à des hypothèses liées aux prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations, à un multiple d'évaluation et à un taux d'actualisation (les hypothèses clés).

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia constituait une question critique de l'audit. Un degré élevé de jugement de la part de l'auditeur a été nécessaire pour procéder à l'évaluation des hypothèses clés. Des variations mineures des hypothèses clés pourraient avoir une incidence importante la détermination, par la société, de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette estimation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principale procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés à la question critique de l'audit, notamment les contrôles permettant à la société de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia et des hypothèses clés. Nous avons comparé les prévisions de la société afférentes aux produits et aux dépenses en immobilisations aux résultats réels afin d'évaluer la capacité de la société à établir des prévisions avec précision. Nous avons évalué les prévisions de la société en matière de produits et de dépenses en immobilisations en les comparant aux résultats réels et à l'issue du règlement tarifaire non contesté conclu avec les expéditeurs en 2021. Nous avons également comparé les prévisions de la société en matière de produits et de dépenses en immobilisations aux hypothèses contenues dans des publications du secteur en ce qui a trait aux prévisions en matière de consommation mondiale et nord-américaine d'énergie et de production de gaz naturel. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidé :

- à évaluer la détermination d'un multiple d'évaluation par la société en le comparant à des transactions récentes sur le marché portant sur des actifs comparables, observées de façon indépendante, et à des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer le taux d'actualisation utilisé par la direction dans le cadre de l'appréciation en le comparant à une fourchette de taux d'actualisation établie de façon indépendante à l'aide de données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer l'estimation par la société de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia en la comparant à des données de marché accessibles au public et à des paramètres d'évaluation pour des entités comparables.

 **KPMG** s. r. l. / s. r. l. c. r. l.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons à titre d'auditeur de la société depuis 1956.

Calgary, Canada

Le 14 février 2022

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de Corporation TC Énergie

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de Corporation TC Énergie (la « société ») au 31 décembre 2021, en nous fondant sur les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À notre avis, la société a maintenu, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2021, selon les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), des bilans consolidés de la société aux 31 décembre 2021 et 2020, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2021, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 14 février 2022 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière ainsi que l'appréciation, incluse dans le « Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » du rapport de gestion de la société ci-joint, de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à notre opinion.

Définitions et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

 **KPMG** A. P. C. / S. E. N. C. R. L.

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada
Le 14 février 2022

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2021	2020	2019
Produits (note 5)			
Gazoducs – Canada	4 519	4 469	4 010
Gazoducs – États-Unis	5 233	5 031	4 978
Gazoducs – Mexique	605	716	603
Pipelines de liquides	2 306	2 371	2 879
Énergie et stockage	724	412	785
	13 387	12 999	13 255
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	898	1 019	920
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	4 098	3 878	3 913
Achats de produits de base revendus	87	—	365
Impôts fonciers	774	727	727
Amortissement	2 522	2 590	2 464
Charge de dépréciation d'actifs et autres (note 6)	2 775	—	—
	10 256	7 195	7 469
Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente (note 28)	30	(50)	(121)
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 19)	2 360	2 228	2 333
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(267)	(349)	(475)
Intérêts créditeurs et autres	(200)	(213)	(460)
	1 893	1 666	1 398
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 166	5 107	5 187
Charge d'impôts (note 18)			
Exigibles	305	252	699
Reportés	(185)	(58)	55
	120	194	754
Bénéfice net	2 046	4 913	4 433
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 21)	91	297	293
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 955	4 616	4 140
Dividendes sur les actions privilégiées	140	159	164
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 815	4 457	3 976
Bénéfice net par action ordinaire (note 22)			
De base	1,87 \$	4,74 \$	4,28 \$
Dilué	1,86 \$	4,74 \$	4,27 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,48 \$	3,24 \$	3,00 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 22)			
De base	973	940	929
Dilué	974	940	931

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Bénéfice net	2 046	4 913	4 433
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(108)	(609)	(944)
Reclassement dans le bénéfice net de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	—	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(2)	36	35
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(10)	(583)	(62)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	55	489	14
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	158	12	(10)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	14	17	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	535	(280)	(82)
Autres éléments du résultat étendu (note 24)	642	(918)	(1 052)
Résultat étendu	2 688	3 995	3 381
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	81	259	194
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 607	3 736	3 187
Dividendes sur les actions privilégiées	140	159	164
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	2 467	3 577	3 023

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	2 046	4 913	4 433
Amortissement	2 522	2 590	2 464
Charge de dépréciation d'actifs et autres (note 6)	2 775	—	—
Impôts reportés (note 18)	(185)	(58)	55
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	(898)	(1 019)	(920)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	975	1 123	1 213
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 25)	(5)	(19)	(45)
(Gain net) perte nette sur les actifs vendus ou destinés à la vente (note 28)	(30)	50	121
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(191)	(235)	(299)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	194	(103)	(134)
Pertes (gains) de change sur un prêt à une société liée (note 11)	41	86	(53)
Autres	(67)	57	(46)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 27)	(287)	(327)	293
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 890	7 058	7 082
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(5 924)	(8 013)	(7 475)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	—	(122)	(707)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 10)	(1 210)	(765)	(602)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	35	3 407	2 398
Prêt à une société liée (note 11)	(239)	—	—
Acquisition	—	(88)	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	73	—	186
Paiement au titre d'actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc. (note 28)	—	—	(373)
Montants reportés et autres	(447)	(471)	(299)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 712)	(6 052)	(6 872)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 003	(220)	1 656
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	10 730	5 770	3 024
Remboursements sur la dette à long terme	(7 758)	(3 977)	(3 502)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	495	—	1 436
Perte sur règlement d'instruments financiers (note 26)	(10)	(130)	—
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 6)	(633)	—	—
Apports d'une participation sans contrôle rachetable (note 6)	—	1 033	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 317)	(2 987)	(1 798)
Dividendes sur les actions privilégiées	(141)	(159)	(160)
Distributions aux participations sans contrôle	(74)	(221)	(216)
Distributions sur les titres de catégorie C (note 6)	(16)	—	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	148	91	253
Actions privilégiées rachetées (note 23)	(500)	—	—
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC Pipelines, LP (note 21)	(15)	—	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(88)	(800)	693
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	53	(19)	(6)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(857)	187	897
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	1 530	1 343	446
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	673	1 530	1 343

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)		2021	2020
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		673	1 530
Débiteurs		3 092	2 162
Prêts à des sociétés liées (note 11)		1 217	—
Stocks		724	629
Autres actifs à court terme (note 7)		1 717	880
		7 423	5 201
Immobilisations corporelles (note 8)		70 182	69 775
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)		8 441	6 677
Prêts à long terme à des sociétés liées (note 11)		238	1 338
Placements restreints		2 182	1 898
Actifs réglementaires (note 12)		1 767	1 753
Écart d'acquisition (note 13)		12 582	12 679
Autres actifs à long terme (note 14)		1 403	979
		104 218	100 300
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer (note 15)		5 166	4 176
Créditeurs et autres (note 16)		5 099	3 816
Dividendes à payer		879	795
Intérêts courus		577	595
Participation sans contrôle rachetable (note 6)		—	633
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 19)		1 320	1 972
		13 041	11 987
Passifs réglementaires (note 12)		4 300	4 148
Autres passifs à long terme (note 17)		1 059	1 475
Passifs d'impôts reportés (note 18)		6 142	5 806
Dette à long terme (note 19)		37 341	34 913
Billets subordonnés de rang inférieur (note 20)		8 939	8 498
		70 822	66 827
Participation sans contrôle rachetable (note 6)		—	393
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 22)		26 716	24 488
Émises et en circulation :	31 décembre 2021 – 981 millions d'actions		
	31 décembre 2020 – 940 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 23)		3 487	3 980
Surplus d'apport		729	2
Bénéfices non répartis		3 773	5 367
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 24)		(1 434)	(2 439)
Participations assurant le contrôle		33 271	31 398
Participations sans contrôle (note 21)		125	1 682
		33 396	33 080
		104 218	100 300

Engagements, éventualités et garanties (note 29)

Entités à détenteurs de droits variables (note 30)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



François L. Poirier, Administrateur



Una M. Power, Administratrice

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Actions ordinaires (note 22)			
Solde au début de l'exercice	24 488	24 387	23 174
Actions émises			
Acquisition de TC Pipelines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 21)	2 063	—	—
Exercice d'options sur actions	165	101	282
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	—	931
Solde à la fin de l'exercice	26 716	24 488	24 387
Actions privilégiées (note 23)			
Solde au début de l'exercice	3 980	3 980	3 980
Rachat d'actions	(493)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	3 487	3 980	3 980
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	2	—	17
Remboursement de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL et émission de titres de catégorie C (note 6)	737	—	—
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 21)	(398)	—	—
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 6)	394	—	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(6)	2	(17)
Solde à la fin de l'exercice	729	2	—
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	5 367	3 955	2 773
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 955	4 616	4 140
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 409)	(3 045)	(2 794)
Dividendes sur les actions privilégiées	(133)	(159)	(164)
Rachat d'actions privilégiées	(7)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	3 773	5 367	3 955
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 24)			
Solde au début de l'exercice	(2 439)	(1 559)	(606)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	652	(880)	(953)
Acquisition de TC Pipelines, LP (note 21)	353	—	—
Solde à la fin de l'exercice	(1 434)	(2 439)	(1 559)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	33 271	31 398	30 763
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 682	1 634	1 655
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	90	307	293
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(10)	(38)	(99)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(74)	(221)	(215)
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 21)	(1 563)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	125	1 682	1 634
Total des capitaux propres	33 396	33 080	32 397

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TC ÉNERGIE

Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans cinq secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie et stockage. Ces secteurs proposent des produits et des services différents, dont certains services de stockage et de commercialisation du gaz naturel, du pétrole brut et de l'électricité. Par ailleurs, le secteur Siège social de la société regroupe des fonctions administratives et intégrées qui assurent la gouvernance, le financement et d'autres services de soutien aux secteurs d'activités de la société.

Gazoducs – Canada

Le secteur des gazoducs au Canada est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 40 580 km (25 216 milles).

Gazoducs – États-Unis

Le secteur des gazoducs aux États-Unis est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 50 211 km (31 199 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi³ et d'autres actifs, actuellement en service.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 2 503 km (1 554 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides est constitué surtout des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs actuellement en service d'une longueur de 4 856 km (3 019 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie et stockage

Le secteur de l'énergie et du stockage est principalement constitué des participations de la société dans sept centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Ces actifs sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de TC Énergie et de ses filiales. La société consolide des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire ainsi que des entités à détenteurs de droits de vote dans lesquelles elle détient une participation financière conférant le contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle, bien que certaines participations sans contrôle assorties de caractéristiques de rachat soient présentées à titre de capitaux propres mezzanine. TC Énergie suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait 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. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- la juste valeur des unités d'exploitation comportant un écart d'acquisition (notes 13 et 28);
- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 28).

La société doit formuler certaines estimations et poser certains jugements qui ont une incidence significative sur les états financiers consolidés sans toutefois comporter un degré appréciable de subjectivité ou d'incertitude. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- l'évaluation des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL (note 6);
- la recouvrabilité et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- déterminer si un contrat contient un contrat de location (note 9);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 12);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 17);
- les provisions pour les impôts sur le bénéficiaire, y compris les provisions pour moins-value et les reprises (note 18);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 25);
- la juste valeur des instruments financiers (note 26);
- les provisions au titre des engagements, éventualités et garanties (note 29).

TC Énergie continue d'évaluer les effets des changements climatiques sur les états financiers consolidés. La société a annoncé qu'elle s'est fixé des cibles internes visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et qu'elle surveille de près les initiatives réglementaires qui pourraient avoir une incidence sur ses activités actuelles. L'incidence de ces changements fait constamment l'objet d'une évaluation afin de s'assurer que les hypothèses modifiées pouvant avoir des répercussions sur les estimations énoncées précédemment sont ajustées en temps opportun.

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Certains gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique et certains actifs de stockage de gaz naturel sont réglementés en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de la Régie de l'énergie du Canada (« REC »), auparavant l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), de l'Alberta Energy Regulator ou de la British Columbia Oil and Gas Commission. Les gazoducs, les pipelines de liquides et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Au Mexique, les gazoducs réglementés sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TC Énergie, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Une activité est admissible à la CATR lorsqu'elle satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de recouvrir le coût inhérent à la prestation des services ou à la fourniture de produits;

- il est raisonnable de supposer que les tarifs dont les montants permettront de recouvrer ce coût pourront être facturés aux clients (et perçus auprès de ces derniers), compte tenu de la demande des services ou produits et de la concurrence directe et indirecte.

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas aux pipelines de liquides de la société, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ces réseaux n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

La contrepartie totale afférente aux services et aux produits à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Les produits d'exploitation variables de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les produits tirés de contrats conclus avec des clients sont comptabilisés déduction faite des taxes à la consommation perçues auprès des clients qui sont par la suite remises aux autorités gouvernementales. Les contrats que la société a conclus avec des clients englobent des ententes de capacité et des contrats de transport visant les gazoducs et les pipelines de liquides, des contrats de production d'électricité et de stockage de gaz naturel ainsi que d'autres contrats.

Les produits tirés des activités de commercialisation, se rapportant à l'achat et à la vente de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité, sont pour la plupart constatés sur une base nette pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu.

Gazoducs – Canada

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs au Canada de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les produits des gazoducs au Canada de la société de compétence fédérale sont assujettis aux décisions réglementaires de la REC. Les droits visant ces gazoducs sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par la REC. Les gazoducs de la société au Canada ne sont généralement pas touchés par la volatilité du bénéfice liée aux variations des produits et des coûts. Ces variations, sauf si elles se rapportent aux ententes incitatives, font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les produits constatés avant que la REC ne rende une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de la REC au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque la REC fait connaître sa décision. Les services et produits liés aux gazoducs au Canada sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Autres actifs

La société s'est engagée par contrat à fournir des services de construction de gazoduc à une entité qu'elle détient partiellement contre des frais d'aménagement. Ces frais sont considérés comme une contrepartie variable en raison des dispositions de remboursement que prévoit le contrat. La société comptabilise son estimation de la contrepartie variable la plus probable à laquelle elle aura droit. Les frais d'aménagement sont constatés au fil du temps à mesure que les services sont fournis selon la méthode fondée sur les intrants en fonction d'une estimation du niveau d'activité.

Gazoducs – États-Unis

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs aux États-Unis de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les gazoducs de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, une partie des produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement si le montant a été facturé au cours d'une période intermédiaire aux termes d'une instance tarifaire en cours. Des provisions pour ces remboursements éventuels sont constatées à l'aide des meilleures estimations de la direction en fonction des faits et circonstances se rapportant à l'instance. Toute provision comptabilisée au cours du processus d'instance donne lieu à un remboursement lorsque la décision tarifaire définitive est rendue. Les services et produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Stockage de gaz naturel et autres

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société aux États-Unis sont générés principalement au moyen de contrats de stockage visant des capacités fermes garanties. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de gaz naturel stocké, y compris des indications quant au volume de gaz naturel pouvant être injecté ou retiré quotidiennement. Les produits sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité ferme garantie sans égard aux volumes de gaz naturel stockés, et au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. Les services et produits liés aux services de stockage de gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

La société détient des droits miniers afférents à certaines installations de stockage de gaz naturel. Ces droits miniers peuvent être loués ou fournis aux producteurs de gaz naturel contre des droits de redevance lesquels sont constatés au stade de la production du gaz naturel et des liquides connexes.

En 2019, TC Énergie a vendu une partie des actifs de Columbia Midstream acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») en 2016. Avant la vente, les produits tirés des services intermédiaires de transport du gaz naturel de la société qui comprennent la collecte, la transformation, le conditionnement, le traitement, la compression et la manutention de liquides provenaient d'engagements contractuels et ils étaient constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les services et produits liés aux services intermédiaires de transport du gaz naturel étaient respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société n'a pas pris possession du gaz naturel pour lequel elle fournissait des services intermédiaires. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information sur la vente des actifs de Columbia Midstream.

Gazoducs – Mexique

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des gazoducs de la société au Mexique sont recouverts surtout en fonction des contrats de capacité ferme négociés et approuvés par la CRE et ils sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux gazoducs au Mexique sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Autres actifs

La société s'est engagée par contrat à fournir des services d'exploitation à une entité qu'elle détient partiellement contre des frais constatés au fil du temps à mesure que les services sont fournis. Les services de construction qu'offre la société à cette entité ont été exécutés et les frais d'aménagement connexes ont été comptabilisés.

Pipelines de liquides

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des pipelines de liquides de la société sont générés surtout en fonction des ententes de capacité ferme offertes aux clients visant le transport du pétrole brut. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de pétrole brut et au transport de celui-ci sur une base mensuelle. Les produits tirés de ces ententes sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats sans égard aux volumes de pétrole brut transportés. Les produits afférents aux services interruptibles ou aux services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux pipelines de liquides sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du pétrole brut qu'elle transporte pour les clients.

Énergie et stockage

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie et de stockage de la société découlent principalement d'engagements contractuels à long terme visant à fournir de l'électricité pour satisfaire à la demande du marché ainsi que de la vente d'électricité tant aux marchés centralisés qu'aux clients. Les produits tirés de la production d'électricité incluent aussi des produits provenant de la vente de vapeur aux clients. Les produits et les paiements de capacité sont constatés lorsque les services sont fournis et que l'électricité et la vapeur ont été livrées. Les services et produits liés à la production d'électricité sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle.

Stockage de gaz naturel et autres

Les contrats de stockage de gaz naturel non réglementé comprennent des ententes visant le parc de gazoducs, les prêts et le stockage à terme. Les produits sont constatés lorsque le service est rendu. Les services et produits liés aux contrats de stockage à terme sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. Les produits tirés des services complémentaires sont constatés lorsque le service est rendu. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et les stocks de combustible, de pétrole brut exclusif en transit et de gaz naturel exclusif stocké, sont constatés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette.

Actifs destinés à la vente

La société classe les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre en marché un groupe destiné à être cédé et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente se réalise au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et toute perte est comptabilisée dans le bénéfice net. Les gains se rapportant à la vente attendue de ces actifs ne sont pas pris en compte tant que la transaction ne s'est pas concrétisée. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée une fois que les actifs sont classés comme étant destinés à la vente.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 0,6 % à 7 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et un crédit correspondant est inscrit dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Le gaz stocké en canalisation et le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel sont évalués au coût et maintenus pour s'assurer de stimuler la pression adéquate afin de faciliter le transport du gaz naturel par pipeline et d'acheminer les stocks de gaz naturel. Le gaz stocké en canalisation et le carburant de base ne sont pas amortis.

Lorsque des gazoducs à tarifs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé, aucun montant n'étant imputé au bénéfice net. Les coûts engagés pour mettre une immobilisation corporelle hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Autres actifs

À titre de partenaire détenant une participation directe, la société participe à la mise en valeur de la superficie de certains gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Grâce à cette participation directe, la société peut investir dans les activités de forage en plus de recevoir un droit de redevance sur la production des puits. La société recourt à la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les activités de production de gaz naturel et de pétrole brut résultant de sa quote-part des activités de forage. Les coûts liés aux puits sont capitalisés et amortis selon le mode des unités d'œuvre.

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation de Columbia Midstream étaient inscrites au coût avant qu'elle ne soit vendue en 2019. L'amortissement était calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs étaient prêts pour l'usage auquel ils étaient destinés. Les installations de collecte et de traitement étaient amorties à des taux annuels se situant entre 1,7 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles étaient amorties à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Lorsque ces immobilisations ont été mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe ont été sortis du bilan et les gains ou les pertes ont été constatés dans le bénéfice net. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines de liquides sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles sont amorties à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Énergie et stockage

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur de l'énergie et du stockage sont comptabilisées au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon le mode linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base n'est pas amorti.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon le mode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 4 % à 20 %.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

La société capitalise les coûts de projet dès qu'il est probable que les travaux parviennent à la phase de construction ou que les coûts sont vraisemblablement recouvrables. La société capitalise également les intérêts débiteurs relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés en cours d'aménagement. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux autres actifs à long terme du bilan consolidé. Ces projets sont de plus grande envergure et nécessitent généralement l'approbation des organismes de réglementation ou autres avant que ne débutent les travaux de construction. Une fois les autorisations reçues, les projets sont transférés aux immobilisations corporelles en construction.

Contrats de location

Méthode comptable du preneur à bail

La société détermine si un arrangement constitue un contrat de location à la passation du contrat. Les contrats de location-exploitation sont comptabilisés comme des actifs au titre de droits d'utilisation et compris dans les immobilisations corporelles alors que les obligations correspondantes sont portées dans les créditeurs et autres et dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé.

Les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives, tous deux liés aux contrats de location-exploitation, sont constatés en fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux futurs au titre de la location sur la durée du contrat de location, à la date de début dudit contrat. La durée d'un contrat de location peut comprendre des options de prolongation ou de résiliation du contrat lorsque la société a la certitude raisonnable d'exercer cette option. Les contrats de location de la société n'étant pas assortis d'un taux d'intérêt implicite, cette dernière recourt à son taux d'emprunt marginal fondé sur l'information disponible à la date de début pour déterminer la valeur actualisée des paiements futurs. La charge relative aux contrats de location-exploitation est calculée selon le mode linéaire sur la durée des contrats et elle est prise en compte dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

La société applique les mesures de simplification visant à ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme et à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail.

Méthode comptable du bailleur

La société intervient en tant que bailleur à l'égard de certains contrats, dont des conventions d'achat d'électricité (CAE), qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Elle comptabilise en tant que produits les paiements de loyers sur la durée du contrat selon le mode linéaire. Les paiements de loyers variables sont comptabilisés comme des produits dans la période au cours de laquelle ils surviennent.

La société applique les mesures de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles, ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation et ses projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs à l'égard d'une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimatif d'un actif à long terme est inférieur à la valeur comptable de l'actif en question, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'actif.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis est classé dans l'écart d'acquisition. Ce dernier n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur.

L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. La société prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, les considérations de l'industrie et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs de coût, les résultats financiers historiques et prévisionnels, et les circonstances propres à l'unité d'exploitation.

Si la société conclut qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, elle procède alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. La société peut choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la société compare 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. La juste valeur d'une unité d'exploitation est établie d'après une analyse des flux de trésorerie actualisés qui nécessite le recours à des hypothèses pouvant inclure notamment des prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations, des multiples d'évaluation ainsi que des taux d'actualisation.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation constituant une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise au moment d'établir le gain ou la perte sur la cession. Le montant de l'écart d'acquisition est calculé en fonction des justes valeurs relatives de l'entreprise devant être cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée. Tant l'écart d'acquisition cédé que la tranche de l'écart d'acquisition devant être conservée feront l'objet d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition.

Prêts et créances

Les prêts à des sociétés liées et les débiteurs sont évalués au coût amorti.

Dépréciation des actifs financiers

La société passe 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. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

Placements restreints

La société détient certains placements dont le retrait et l'affectation font l'objet de restrictions. Ces placements restreints sont classés comme étant disponibles à la vente à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de la REC, TC Énergie doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines de grande envergure réglementés par la REC au Canada. Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent, et sont comptabilisés à titre de placements restreints (les « placements restreints au titre de l'ICQF »). Les placements restreints au titre de l'ICQF ne peuvent être affectés qu'au financement des activités de cessation d'exploitation des installations de pipeline réglementées par la REC. Par conséquent, un passif réglementaire correspondant est comptabilisé au bilan consolidé. La société détient d'autres placements restreints qui ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées dans le bénéfice net de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés aux gazoducs réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'organisme de réglementation. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont classés dans l'actif et le passif à court terme au bilan consolidé. L'exposition de la société à l'égard des positions fiscales incertaines est évaluée et une provision est alors constituée lorsqu'il est plus probable qu'improbable que ce risque se concrétisera.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux coûts d'exploitation des centrales et autres dans l'état consolidé des résultats.

Les hypothèses suivantes sont utilisées pour calculer la juste valeur des OMHSI :

- la date prévue de mise hors service;
- l'envergure et le coût des activités de cessation d'exploitation et de remise en état requises;
- les taux appropriés d'inflation et d'actualisation.

Les OMHSI de la société visent principalement ses centrales électriques. Il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service des immobilisations de la société liées aux gazoducs, aux pipelines de liquides et aux installations de stockage, puisque la société entend les exploiter tant qu'il y a de l'offre et de la demande sur le marché. C'est pourquoi la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Ces estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés, et elles sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan consolidé au coût historique et décomptabilisés lorsqu'ils sont utilisés ou annulés (ou qu'ils ont fait l'objet d'un retrait) par les organismes gouvernementaux. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Aucune valeur n'est attribuée à des fins comptables aux droits accordés à TC Énergie ou générés par celle-ci. Au besoin, TC Énergie comptabilise au bilan consolidé un passif lié aux émissions au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'obligation de conformité. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits à l'état consolidé des résultats.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions de TC Énergie permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquies des actions ordinaires. Les options sur actions attribuées sont constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon le mode linéaire sur le reste de la période d'acquisition, avec un montant équivalent imputé au surplus d'apport. Les extinctions sont prises en compte à mesure qu'elles surviennent. À l'exercice des options sur actions, les montants initialement constatés dans le surplus d'apport sont reclassés dans les actions ordinaires au bilan consolidé.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), des régimes d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et aux régimes d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur le 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon le mode linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan consolidé le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net sur la durée moyenne résiduelle d'activité attendue des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon le mode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans le bénéfice net, exception faite des gains et des pertes de change liés à la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet la REC.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les établissements soient vendus auquel cas les gains et les pertes seront reclassés dans le bénéfice net. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société et certains instruments dérivés désignés comme couverture ont été désignés en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt et les instruments dérivés libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan consolidé à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures sont inscrites dans les autres éléments du résultat étendu. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas. Les paiements de résiliation afférents aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt sont classés dans les activités de financement de l'état consolidé des flux de trésorerie.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, les gains et les pertes de change sur les instruments de couverture sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont remboursés ou recouverts au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs ou de passifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès d'eux au cours de périodes subséquentes au moment du règlement des instruments dérivés.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction et frais d'émission liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction et les frais d'émission liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon le mode linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société au nom d'une entité qu'elle détient partiellement ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou des immobilisations corporelles avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme. La libération de l'obligation est constatée sur la durée de la garantie ou au moment de son échéance ou de son règlement.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2021

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2019, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié de nouvelles directives qui simplifient la méthode pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice et apportent des précisions relatives aux directives existantes. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et elles n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Réforme des taux d'intérêt de référence

En raison du retrait attendu du taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») libellé en dollars américains, dont certains paramètres de taux ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet se fera d'ici le milieu de 2023, le FASB a publié de nouvelles directives facultatives en mars 2020 qui ont pour effet d'alléger le fardeau potentiel sur la méthode de comptabilisation résultant de la réforme des taux d'intérêt de référence. Ces nouvelles directives prévoient des mesures de simplification facultatives pour les contrats et les relations de couverture qui sont touchés par la réforme en question, à la condition que certains critères soient réunis. Chacune des mesures de simplification peut être appliquée en date du 1^{er} janvier 2020 jusqu'au 31 décembre 2022. Dans le cas des relations de couverture admissibles qui existaient au 1^{er} janvier 2020 et prospectivement, la société a appliqué une mesure de simplification facultative 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. La société a effectué les modifications de système qui s'imposent en vue de faciliter l'adoption des taux d'intérêt de référence standard proposés par le marché. Elle a également terminé l'analyse des contrats touchés par la réforme des taux de référence. La modification de contrats, le cas échéant, prendra effet avant la date du retrait complet fixée au milieu de 2023. La société s'attend à appliquer les mesures de simplification prévues dans les directives visant le traitement de la modification de contrats étant donné que les événements ne nécessitent pas de réévaluer le contrat ni de revoir des décisions d'ordre comptable antérieures. C'est pourquoi ces changements ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés; toutefois, la société continuera de suivre les faits nouveaux jusqu'à la date de retrait complet.

Modifications comptables futures

Aide publique

En novembre 2021, le FASB a publié de nouvelles directives qui accroissent les obligations d'information annuelles pour les entités qui constatent une transaction conclue avec un gouvernement, en appliquant un modèle comptable axé sur les subventions ou les contributions par analogie à d'autres directives comptables. Les entités sont tenues de présenter la nature des transactions, les conventions comptables connexes utilisées pour comptabiliser les transactions, l'effet de ces transactions sur les états financiers de l'entité ainsi que les modalités importantes afférentes à la transaction. Ces nouvelles directives entreront en vigueur dans le cadre des obligations d'information annuelles, soit au 31 décembre 2022, et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'application anticipée étant permise. La société évalue actuellement l'effet de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé leur incidence sur ses états financiers consolidés.

Actifs sur contrat et passifs sur contrat découlant des contrats conclus avec des clients

En octobre 2021, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient la façon dont sont comptabilisés les actifs sur contrat et passifs sur contrat découlant des contrats conclus avec des clients acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Un acquéreur doit, à la date d'acquisition, comptabiliser les actifs sur contrat et les passifs sur contrat conformément aux directives relatives aux produits tirés de contrats conclus avec des clients. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2023 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'adoption anticipée étant permise. Pour se prévaloir de l'adoption anticipée, les modifications doivent être appliquées rétrospectivement à tous les regroupements d'entreprises ayant une date d'acquisition dans l'année de l'adoption anticipée. La société évalue actuellement le moment où ces directives pourraient être adoptées.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	4 519	5 233	605	2 306	724	—	13 387
Produits intersectoriels	—	145	—	—	14	(159) ²	—
	4 519	5 378	605	2 306	738	(159)	13 387
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	244	119	71	411	41 ³	898
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 567)	(1 393)	(55)	(700)	(455)	72 ²	(4 098)
Achats de produits de base revendus	—	—	(3)	(84)	—	—	(87)
Impôts fonciers	(289)	(367)	—	(113)	(5)	—	(774)
Amortissement	(1 226)	(791)	(109)	(318)	(78)	—	(2 522)
Charge de dépréciation d'actifs et autres	—	—	—	(2 775)	—	—	(2 775)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	13	17	—	30
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 449	3 071	557	(1 600)	628	(46)	4 059
Intérêts débiteurs							(2 360)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							267
Intérêts créditeurs et autres ³							200
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 166
Charge d'impôts							(120)
Bénéfice net							2 046
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(91)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 955
Dividendes sur les actions privilégiées							(140)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 815
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	2 629	2 611	129	488	32	35	5 924
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	108	209	—	83	810	—	1 210
	2 737	2 820	129	571	842	35	7 134

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	4 469	5 031	716	2 371	412	—	12 999
Produits intersectoriels	—	165	—	—	20	(185) ²	—
	4 469	5 196	716	2 371	432	(185)	12 999
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	264	127	75	455	86 ³	1 019
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 631)	(1 485)	(57)	(654)	(220)	169 ²	(3 878)
Impôts fonciers	(284)	(337)	—	(101)	(5)	—	(727)
Amortissement	(1 273)	(801)	(117)	(332)	(67)	—	(2 590)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	364	—	—	—	(414)	—	(50)
Bénéfice sectoriel	1 657	2 837	669	1 359	181	70	6 773
Intérêts débiteurs							(2 228)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							349
Intérêts créditeurs et autres ³							213
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							5 107
Charge d'impôts							(194)
Bénéfice net							4 913
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(297)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							4 616
Dividendes sur les actions privilégiées							(159)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							4 457
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	3 503	2 785	173	1 315	179	58	8 013
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	122	—	—	122
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	105	—	—	5	655	—	765
	3 608	2 785	173	1 442	834	58	8 900

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	4 010	4 978	603	2 879	785	—	13 255
Produits intersectoriels	—	164	—	—	19	(183) ²	—
	4 010	5 142	603	2 879	804	(183)	13 255
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	264	56	70	571	(53) ³	920
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 473)	(1 581)	(54)	(728)	(243)	166 ²	(3 913)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(365)	—	(365)
Impôts fonciers	(275)	(345)	—	(101)	(6)	—	(727)
Amortissement	(1 159)	(754)	(115)	(341)	(95)	—	(2 464)
Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente	—	21	—	69	(211)	—	(121)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 115	2 747	490	1 848	455	(70)	6 585
Intérêts débiteurs							(2 333)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							475
Intérêts créditeurs et autres ³							460
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							5 187
Charge d'impôts							(754)
Bénéfice net							4 433
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(293)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							4 140
Dividendes sur les actions privilégiées							(164)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							3 976
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	3 900	2 500	323	239	481	32	7 475
Projets d'investissement en cours d'aménagement	6	—	—	701	—	—	707
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	16	34	14	538	—	602
	3 906	2 516	357	954	1 019	32	8 784

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Actif total par secteur		
Gazoducs – Canada	25 213	22 852
Gazoducs – États-Unis	45 502	43 217
Gazoducs – Mexique	7 547	7 215
Pipelines de liquides	14 951	16 744
Énergie et stockage	6 563	5 062
Siège social	4 442	5 210
	104 218	100 300

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Produits			
Canada – marché intérieur	4 603	4 392	4 059
Canada – exportations	1 226	1 059	1 035
États-Unis	6 953	6 832	7 558
Mexique	605	716	603
	13 387	12 999	13 255

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Immobilisations corporelles		
Canada	24 890	24 092
États-Unis	39 335	39 698
Mexique	5 957	5 985
	70 182	69 775

5. PRODUITS

Ventilation des produits

exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 432	4 139	576	2 025	—	11 172
Électricité	—	—	—	—	324	324
Stockage de gaz naturel et autres ¹	87	1 057	29	5	278	1 456
	4 519	5 196	605	2 030	602	12 952
Autres produits ^{2, 3}	—	37	—	276	122	435
	4 519	5 233	605	2 306	724	13 387

- 1 Comprennent des produits de 87 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie au 31 décembre 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 26 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.
- 3 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 408	4 301	607	2 206	—	11 522
Électricité	—	—	—	—	192	192
Stockage de gaz naturel et autres ¹	61	654	109	3	106	933
	4 469	4 955	716	2 209	298	12 647
Autres produits ^{2, 3}	—	76	—	162	114	352
	4 469	5 031	716	2 371	412	12 999

- 1 Comprennent des produits de 138 millions de dollars tirés des frais versés par des sociétés liées, dont 77 millions de dollars pour la construction du gazoduc Sur de Texas détenu dans une proportion de 60 % par TC Énergie et 61 millions de dollars pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie au 31 décembre 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 26 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.
- 3 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 010	4 245	601	2 423	—	11 279
Électricité	—	—	—	—	662	662
Stockage de gaz naturel et autres	—	650	2	4	73	729
	4 010	4 895	603	2 427	735	12 670
Autres produits ^{1, 2}	—	83	—	452	50	585
	4 010	4 978	603	2 879	785	13 255

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 26 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.
- 2 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020	Poste visé au bilan consolidé
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 627	1 330	Débiteurs
Actifs sur contrat (note 7)	202	132	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrat à long terme (note 14)	249	192	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrat ¹ (note 16)	90	129	Créditeurs et autres
Passifs sur contrat à long terme (note 17)	184	203	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, des produits de 15 millions de dollars (18 millions de dollars en 2020) qui étaient inclus dans les passifs sur contrat au début de l'exercice ont été comptabilisés.

Les actifs sur contrat et les actifs sur contrat à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrat tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrat et les passifs sur contrat à long terme se rapportent surtout aux paiements de frais fixes de capacité pour des causes de force majeure reçus relativement à des ententes de capacité à long terme conclues au Mexique.

Produits futurs affectés aux obligations de prestations qui restent à remplir

Au 31 décembre 2021, les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme ainsi que de contrats de stockage de gaz naturel et d'autres contrats qui échoient jusqu'en 2049 se sont chiffrés à environ 23,8 milliards de dollars, dont une tranche de 3,4 milliards de dollars devrait être comptabilisée en 2022.

Une part importante des produits de la société est considérée comme étant limitée et, par conséquent, elle n'est pas prise en compte dans les produits futurs ci-dessus du fait que cette dernière recourt aux mesures de simplification suivantes :

- la mesure de simplification afférente au droit de facturer s'applique à toutes ses ententes de capacité à tarifs réglementés relatives aux gazoducs aux États-Unis et à certaines de ses ententes relatives aux gazoducs au Mexique de même qu'aux produits d'intermédiaire;

- la mesure de simplification afférente à une contrepartie variable s'applique aux produits variables suivants :
 - aux produits tirés des services de transport interruptibles du fait que les volumes ne peuvent pas être estimés;
 - aux produits générés par les ententes de capacité relatives aux pipelines de liquides en fonction des volumes de liquides transportés;
 - aux produits tirés de contrats de production d'électricité afférents aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société;
- la mesure de simplification afférente aux contrats dont l'échéance est d'au plus un an.

De plus, les produits futurs provenant des contrats de capacité ferme réglementés afférents aux gazoducs au Canada tiennent compte des produits fixes seulement pour les intervalles de temps au cours desquels les droits approuvés en vertu des règlements tarifaires sont en vigueur.

6. KEYSTONE XL

Charge de dépréciation d'actifs et autres

Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021 et après une évaluation exhaustive des options conjointement avec son partenaire, le gouvernement de l'Alberta, la société a mis fin au projet d'oléoduc Keystone XL le 9 juin 2021. La participation de la société dans le projet Keystone XL a été soumise à un test de dépréciation en 2021, de même que les participations de TC Énergie dans des projets d'investissement connexes, dont le pipeline Heartland, les terminaux de TC et le terminal de Keystone à Hardisty. La société a donc déterminé que la valeur comptable de ces actifs dans le secteur des pipelines de liquides n'était plus entièrement recouvrable et elle a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon, de 2 775 millions de dollars (2 134 millions de dollars après les impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. La charge de dépréciation d'actifs correspond à l'excédent de la valeur comptable de 3 301 millions de dollars sur la juste valeur estimative de 175 millions de dollars. Les coûts afférents aux activités d'abandon et les coûts connexes seront encore pris en compte tout au long de 2022 et les ajustements de la juste valeur estimative et les obligations contractuelles et légales futures seront passés en charges à mesure qu'ils seront établis.

exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Juste valeur estimative des immobilisations corporelles	Charge de dépréciation d'actifs et autres	
		Avant les impôts	Après les impôts
Charge de dépréciation d'actifs			
Immobilisations corporelles	175	412	312
Projets d'investissement connexes en cours d'aménagement	—	230	175
Autres coûts capitalisés	—	2 158	1 642
Intérêts capitalisés	—	326	248
	175	3 126	2 377
Autres			
Recouvrements contractuels	s. o.	(693)	(525)
Obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon ¹	s. o.	342	282
	175	2 775	2 134

¹ En 2021, la société a versé un montant de 192 millions de dollars afférent à des obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon.

La juste valeur estimative de 175 millions de dollars afférente aux immobilisations corporelles est calculée à partir du prix qui devrait être obtenu à la vente de ces actifs dans leur état actuel et elle sera mise à jour au besoin. Les hypothèses clés qui ont été utilisées pour déterminer le prix de vente tenaient compte d'une période estimative de deux ans visant la cession ainsi que la demande en cours du marché de l'énergie. Dans le cadre de l'évaluation, une gamme de prix de vente potentiels a été prise en compte selon divers marchés sur lesquels ces actifs pourraient être cédés et des données non observables ont été utilisées. Par conséquent, la juste valeur est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs.

Comme la société n'a pu aller de l'avant avec les projets d'investissement connexes en cours d'aménagement au moment de l'évaluation qui a eu lieu en 2021, elle a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs équivalente à la valeur comptable de ces projets qui a été portée dans les autres actifs à long terme du bilan consolidé du fait que la juste valeur estimative de ces projets connexes a été considérée comme nulle.

Participation sans contrôle rachetable et dette à long terme

En mars 2020, la société a annoncé qu'elle irait de l'avant avec la construction de l'oléoduc Keystone XL. Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a investi 1 033 millions de dollars sous forme de titres de catégorie A au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Au 31 décembre 2020, TC Énergie avait reclassé un montant de 630 millions de dollars afférent aux titres de catégorie A vers le passif à court terme du bilan consolidé pour refléter la possibilité que la société exerce son option d'achat en janvier 2021 conformément aux dispositions contractuelles. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, la participation sans contrôle rachetable de 633 millions de dollars incluse dans le passif à court terme comprenait également un rendement cumulé de 3 millions de dollars qui a été porté dans les intérêts débiteurs de l'état consolidé des résultats.

Le 8 janvier 2021, la société a exercé son option d'achat conformément aux modalités contractuelles et versé 633 millions de dollars (497 millions de dollars US) pour racheter les titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta détenus par certaines filiales du projet Keystone XL et qui avaient été classés dans le passif à court terme au bilan consolidé au 31 décembre 2020. Cette transaction a été financée au moyen de prélèvements sur la facilité de crédit liée au projet. Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a cessé de comptabiliser un rendement sur le reste des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta. Le 4 janvier 2021, la société a mis en place une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, qui est entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours contre la société. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la société a effectué des prélèvements sur la facilité de crédit de projet liée à Keystone XL totalisant 1 028 millions de dollars (849 millions de dollars US) et, en juin 2021, conformément aux modalités de la garantie, le gouvernement de l'Alberta a remboursé tout l'encours et la facilité a été résiliée par la suite. Dans le cadre de l'entente, TC Énergie a émis pour 91 millions de dollars de titres de catégorie C visant des filiales de Keystone XL, ce qui confère au gouvernement de l'Alberta le droit de toucher tout produit afférent à la liquidation d'actifs précis du projet Keystone XL. Les titres de catégorie C d'un montant de 91 millions de dollars, déduction faite des distributions connexes au gouvernement de l'Alberta de l'ordre de 16 millions de dollars, ont été pris en compte dans les créditeurs et autres au bilan consolidé au 31 décembre 2021. La résiliation de la facilité de crédit de projet, déduction faite de l'émission des titres de catégorie C, a donné lieu à un montant de 937 millions de dollars (737 millions de dollars après les impôts) qui a été comptabilisé dans le surplus d'apport.

En juin 2021, la société a racheté le reste des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta pour un montant nominal qui a été pris en compte comme une transaction sur les capitaux propres, donnant lieu à un montant de 394 millions de dollars qui a été porté dans le surplus d'apport.

Le tableau qui suit présente la variation de la participation sans contrôle rachetable classée en tant que capitaux propres mezzanine :

exercices clos les 31 décembre	2021	2020
(en millions de dollars canadiens)		
Solde au début de l'exercice	393	—
Titres de catégorie A émis	—	1 033
Bénéfice net (perte nette) attribuable à la participation sans contrôle rachetable ¹	1	(10)
Titres de catégorie A rachetés	(394)	—
Titres de catégorie A transférés vers le passif à court terme	—	(630)
Solde à la fin de l'exercice	—	393

1 Comprend un rendement cumulé sur les titres de catégorie A ainsi qu'une perte de change sur ces derniers qui ont été présentés dans le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé des résultats.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 6)	640	—
Trésorerie en garantie	273	142
Actifs sur contrat (note 5)	202	132
Juste valeur des contrats dérivés (note 26)	169	235
Actifs de Keystone XL destinés à la vente	138	—
Charges payées d'avance	112	126
Actifs réglementaires (note 12)	53	131
Autres	130	114
	1 717	880

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021			2020		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	14 892	5 751	9 141	14 190	5 278	8 912
Postes de compression	6 191	2 065	4 126	5 421	1 906	3 515
Postes de comptage et autres	1 458	705	753	1 393	648	745
	22 541	8 521	14 020	21 004	7 832	13 172
En construction	2 285	—	2 285	1 402	—	1 402
	24 826	8 521	16 305	22 406	7 832	14 574
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 423	7 698	2 725	10 297	7 443	2 854
Postes de compression	4 165	3 125	1 040	3 930	3 000	930
Postes de comptage et autres	652	264	388	637	239	398
	15 240	11 087	4 153	14 864	10 682	4 182
En construction	139	—	139	150	—	150
	15 379	11 087	4 292	15 014	10 682	4 332
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	1 937	1 567	370	1 885	1 508	377
En construction	58	—	58	42	—	42
	1 995	1 567	428	1 927	1 508	419
	42 200	21 175	21 025	39 347	20 022	19 325
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	11 205	799	10 406	10 198	557	9 641
Postes de compression	4 522	381	4 141	4 287	276	4 011
Postes de comptage et autres	3 657	257	3 400	3 388	185	3 203
	19 384	1 437	17 947	17 873	1 018	16 855
En construction	433	—	433	1 070	—	1 070
	19 817	1 437	18 380	18 943	1 018	17 925
ANR						
Pipeline	1 820	557	1 263	1 685	512	1 173
Postes de compression	2 559	565	1 994	2 146	489	1 657
Postes de comptage et autres	1 391	422	969	1 289	388	901
	5 770	1 544	4 226	5 120	1 389	3 731
En construction	833	—	833	431	—	431
	6 603	1 544	5 059	5 551	1 389	4 162

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021			2020		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
Columbia Gulf	2 749	178	2 571	2 638	151	2 487
GTN	2 701	1 071	1 630	2 330	1 008	1 322
Great Lakes	2 162	1 255	907	2 117	1 223	894
Autres ²	1 755	657	1 098	1 568	578	990
	9 367	3 161	6 206	8 653	2 960	5 693
En construction	533	—	533	389	—	389
	9 900	3 161	6 739	9 042	2 960	6 082
	36 320	6 142	30 178	33 536	5 367	28 169
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	2 957	476	2 481	2 952	411	2 541
Postes de compression	480	80	400	480	69	411
Postes de comptage et autres	626	155	471	624	133	491
	4 063	711	3 352	4 056	613	3 443
En construction	2 590	—	2 590	2 525	—	2 525
	6 653	711	5 942	6 581	613	5 968
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 209	1 758	7 451	9 254	1 579	7 675
Matériel de pompage	1 020	252	768	1 025	228	797
Réservoirs et autres	3 534	737	2 797	3 522	644	2 878
	13 763	2 747	11 016	13 801	2 451	11 350
En construction ³	72	—	72	2 870	—	2 870
	13 835	2 747	11 088	16 671	2 451	14 220
Pipelines en Alberta	199	14	185	198	9	189
	14 034	2 761	11 273	16 869	2 460	14 409
Énergie et stockage						
Gaz naturel	1 267	605	662	1 255	569	686
Stockage de gaz naturel et autres	797	216	581	780	194	586
	2 064	821	1 243	2 035	763	1 272
En construction	5	—	5	11	—	11
	2 069	821	1 248	2 046	763	1 283
Siège social	836	320	516	993	372	621
	102 112	31 930	70 182	99 372	29 597	69 775

1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP et la portion canadienne de Great Lakes.

2 Ces données comprennent Portland, North Baja, Tuscarora, Crossroads et des droits miniers.

3 Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 3 126 millions de dollars avant les impôts, dont un montant de 2 896 millions de dollars est attribuable aux actifs en cours de construction afférents au projet Keystone XL et un montant de 230 millions de dollars se rapporte aux projets d'investissement connexes en cours d'aménagement. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

9. CONTRATS DE LOCATION

En tant que preneur à bail

La société a conclu des contrats de location-exploitation pour le siège social et pour divers bureaux, matériel et terrains. Certains contrats sont assortis d'une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans alors que d'autres peuvent comprendre des options visant à résilier le contrat de location dans un délai de un an. Les paiements exigibles aux termes des contrats de location comprennent des paiements fixes et, dans le cas de plusieurs baux de la société, des paiements variables afférents notamment à la quote-part des impôts fonciers, des assurances et de l'entretien des aires communes des bâtiments. La société sous-loue certains locaux qu'elle loue.

Les coûts liés aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	105	124
Produits tirés de la sous-location	(8)	(13)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	97	111

1 Ces coûts comprennent les coûts afférents aux contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables.

Les tableaux suivants présentent d'autres informations afférentes aux contrats de location-exploitation :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	69	77
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	32	14

aux 31 décembre	2021	2020
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	9 ans	10 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,5 %	3,5 %

Le tableau suivant affiche les échéances relatives aux obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation :

(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Moins de un an	63	72
Entre un an et deux ans	60	61
Entre deux et trois ans	58	59
Entre trois et quatre ans	55	58
Entre quatre et cinq ans	54	54
Plus de cinq ans	213	269
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	503	573
Intérêt théorique	(74)	(90)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	429	483

Les montants présentés au bilan consolidé de TC Énergie en ce qui a trait à ses obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Créditeurs et autres	49	56
Autres passifs à long terme (note 17)	380	427
	429	483

Au 31 décembre 2021, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 415 millions de dollars (473 millions de dollars en 2020), montant qui a été porté dans les immobilisations corporelles du bilan consolidé.

En tant que bailleur

Les centrales de Grandview et de Bécancour du secteur de l'énergie et du stockage ont été comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Les CAE à long terme, aux termes desquelles la société vend de l'électricité générée par ces actifs, viennent à échéance entre 2024 et 2026.

Certains contrats de location prévoient des paiements de loyers variables fondés sur le nombre d'heures d'exploitation et le remboursement de coûts variables, ainsi que des options visant l'achat de l'actif sous-jacent à la juste valeur ou selon une formule qui tient compte des paiements fixes résiduels. Les bailleurs peuvent se prévaloir de droits en vertu de certains contrats de location pour résilier les baux dans certaines circonstances.

Par ailleurs, la société loue des réservoirs de liquides qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation.

La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'est établie à 126 millions de dollars (130 millions de dollars en 2020; 180 millions de dollars en 2019). Les paiements futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société présentés selon les directives antérieures en matière de location s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Moins de un an	113	119
Entre un an et deux ans	111	111
Entre deux et trois ans	110	109
Entre trois et quatre ans	94	109
Entre quatre et cinq ans	70	94
Plus de cinq ans	—	70
	498	612

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation se sont élevés respectivement à 812 millions de dollars et à 340 millions de dollars au 31 décembre 2021 (respectivement 858 millions de dollars et 327 millions de dollars en 2020).

10. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2021	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de			Participations comptabilisées à la valeur	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2021	2020	2019	2021	2020
Gazoducs – Canada						
TQM ¹	50,0 %	12	12	12	118	90
Coastal GasLink ^{1, 2}	35,0 %	—	—	—	386	211
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ³	50,0 %	80	100	91	505	521
Millennium	47,5 %	91	96	92	474	482
Iroquois ⁴	50,0 %	55	52	54	392	197
Autres	Divers	18	16	27	137	120
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁵	60,0 %	160	213	3	835	680
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ^{1, 6}	50,0 %	54	53	56	980	998
Northern Courier ^{1, 7}	Néant	16	22	14	—	53
Port Neches Link LLC ^{1, 8}	95,0 %	—	—	—	103	—
HoustonLink Pipeline ¹	50,0 %	1	—	—	18	19
Énergie et stockage						
Bruce Power ^{1, 9}	48,4 %	411	439	527	4 493	3 306
Portlands Energy Centre ^{1, 10}	Néant	—	12	35	—	—
TransCanada Turbines ¹¹	100,0 %	—	4	9	—	—
		898	1 019	920	8 441	6 677

- Classée en tant qu'EDDV non consolidée. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.
- En mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership et a comptabilisé par la suite sa participation résiduelle de 35 % dans l'entité contrôlée conjointement selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership s'établissait à 167 millions de dollars (188 millions de dollars en 2020) en raison principalement de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de la monétisation partielle et de la comptabilisation des produits reportés tirés des frais d'aménagement.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border s'établissait à 115 millions de dollars US (116 millions de dollars US en 2020) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Iroquois s'établissait à 39 millions de dollars US (39 millions de dollars US en 2020) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Le gazoduc Sur de Texas a été mis en service en septembre 2019. TC Énergie détient une participation de 60 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation inscrit pour le secteur du siège social reflète la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé des résultats. Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Sur de Texas s'établissait à 77 millions de dollars US (79 millions de dollars US en 2020) en raison principalement de la comptabilisation des frais tirés de la construction du gazoduc.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Grand Rapids s'établissait à 96 millions de dollars (98 millions de dollars en 2020) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction.
- Le 30 novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. Au 31 décembre 2020, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Courier s'établissait à 56 millions de dollars en raison principalement de la juste valeur des garanties et de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de la monétisation partielle.
- Le 8 mars 2021, TC Énergie a conclu une coentreprise avec Motiva Enterprises pour construire l'oléoduc Port Neches Link. TC Énergie détient une participation de 95 % dans Port Neches Link, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 755 millions de dollars (796 millions de dollars en 2020) en raison principalement des intérêts capitalisés et de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.
- En avril 2020, TC Énergie a vendu sa participation dans Portlands Energy Centre. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- En novembre 2020, TC Énergie a acquis la participation résiduelle de 50 % dans TransCanada Turbines qui a par la suite été consolidée. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Distributions et apports

Les distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établies à 1 048 millions de dollars (1 123 millions de dollars en 2020; 1 399 millions de dollars en 2019). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, une tranche de 73 millions de dollars (néant en 2020; 186 millions de dollars en 2019) a été incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement à la quote-part de TC Énergie dans le remboursement partiel de la dette de Sur de Texas en 2021 et, en 2019, des distributions reçues de Bruce Power et de Northern Border au titre de leurs programmes de financement respectifs ont été prises en compte.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établis à 1 210 millions de dollars (765 millions de dollars en 2020; 602 millions de dollars en 2019) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2019, les apports d'un montant de 32 millions de dollars se rapportaient à la quote-part de TC Énergie dans les besoins de financement par emprunt de Sur de Texas.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Bénéfice			
Produits	5 447	5 838	5 693
Charges d'exploitation et autres charges	(3 293)	(3 341)	(3 408)
Bénéfice net	1 859	2 047	1 990
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	898	1 019	920

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Bilan		
Actif à court terme	3 498	2 911
Actif à long terme	30 165	26 957
Passif à court terme	(2 540)	(3 727)
Passif à long terme	(16 400)	(15 309)

11. PRÊTS À DES SOCIÉTÉS LIÉES

Les transactions entre parties liées sont effectuées dans le cours normal des affaires et sont évaluées à la valeur d'échange, qui est le montant de la contrepartie établie et acceptée par les parties liées.

Sur de Texas

TC Énergie détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la détention du gazoduc Sur de Texas dont elle est l'exploitant. En 2017, TC Énergie a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Au 31 décembre 2021, les prêts à des sociétés liées figurant à l'actif à court terme du bilan consolidé de la société comprenaient un prêt de 19,7 milliards de pesos mexicains ou 1,2 milliard de dollars consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TC Énergie du financement par emprunt de la coentreprise. Au 31 décembre 2020, ce prêt d'un montant de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars figurait dans les prêts à long terme à des sociétés liées au bilan consolidé de la société.

L'état consolidé des résultats de la société reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels sont entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans la quote-part de TC Énergie dans le bénéfice de Sur de Texas comme suit :

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	87	110	147	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(87)	(110)	(147)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
(Pertes) gains de change ¹	(41)	(86)	53	Intérêts créditeurs et autres
Gains (pertes) de change ¹	41	86	(53)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inklus dans le secteur du siège social.

2 Inklus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

TC Énergie détient une participation de 35 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») dont les services ont été retenus pour aménager et exploiter le gazoduc Coastal GasLink.

Facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue

La société a conclu avec Coastal GasLink LP une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue dans le but de dégager des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Cette facilité de 500 millions de dollars en date du 31 décembre 2021 porte intérêt à un taux variable fondé sur le marché et l'encours se chiffrent à 1 million de dollars (néant au 31 décembre 2020) a été classé dans les prêts à des sociétés liées dans l'actif à court terme du bilan consolidé de la société.

Convention de prêt subordonnée

Le 6 décembre 2021, la société a établi une convention de prêt subordonnée avec Coastal GasLink LP visant à procurer, à titre de mesure provisoire, un financement temporaire, au besoin, pouvant atteindre 3 275 millions de dollars en attendant l'obtention du financement de projet requis pour couvrir les coûts supplémentaires. Le financement offert à Coastal GasLink LP aux termes de cette convention se décline en une combinaison de facilités portant intérêt à des taux variables fondés sur le marché et de facilités ne portant pas intérêt qui peuvent être remboursées à la société, sous réserve de certaines conditions, au moment où le coût définitif du projet est fixé. Au 31 décembre 2021, les prêts à long terme à des sociétés liées inscrits au bilan consolidé de la société reflétaient un encours de 238 millions de dollars aux termes de la convention de prêt subordonnée.

12. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent la quasi-totalité des gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les tarifs établis par les organismes de réglementation, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services réglementés. L'environnement concurrentiel fait en sorte qu'il est probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouverts. Certains produits et certaines charges assujettis à la réglementation des services publics ou à l'établissement des tarifs habituellement inscrits à l'état des résultats sont reportés au bilan, puis ils sont censés être recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans les tarifs des services futurs.

Établissements réglementés au Canada

La plupart des gazoducs canadiens de TC Énergie sont assujettis à la réglementation de la REC en vertu de la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie (la « Loi sur la REC »). En août 2019, la REC et la Loi sur la REC ont remplacé l'ONÉ et la Loi sur l'Office national de l'énergie, respectivement. L'entrée en vigueur de la nouvelle Loi sur l'évaluation d'impact a aussi modifié à ce moment le processus d'évaluation d'impact et la prise de décisions concernant les grands projets de pipelines transfrontaliers désignés, exigeant que les projets désignés soient évalués par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, sur une base prospective.

La REC assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada de compétence fédérale.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de TC Énergie sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par la REC ou l'ONÉ. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société, en fonction de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL est actuellement exploité en vertu des modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 qui prévoit un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil spécifié et un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés entre le réseau de NGTL et ses clients.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2019 reflètent les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 qui prévoyait un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un traitement de transfert de tous les autres coûts.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité en vertu de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). Les termes du règlement de six ans pour la période 2015-2020 afférent à la décision de 2014 de l'ONÉ et qui a pris fin le 31 décembre 2020 prévoyaient un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif comportant un risque à la hausse et un risque à la baisse et la contribution annuelle de 20 millions de dollars après impôts versée par TC Énergie pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits a été assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement provisoire et le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes prévue dans la décision de 2014 de l'ONÉ, soit six ans (2015 à 2020). La décision de 2014 de l'ONÉ a également exigé que TC Énergie dépose une demande relative à l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu une décision concernant l'examen des tarifs pour la période 2018-2020 qui tient compte de l'amortissement accéléré du solde du CALT du 31 décembre 2017 et d'une hausse de 3,2 % à 3,9 % du taux d'amortissement composé.

En avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité (le « règlement 2021-2026 visant le réseau principal ») qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2021. À l'instar des règlements précédents, le règlement 2021-2026 visant le réseau principal reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et prévoit un incitatif à réaliser des efficacités de coûts opérationnelles ou à augmenter les produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour TC Énergie. Le reliquat estimatif du solde relatif au CALT à la clôture de 2020 a été pris en compte comme un ajustement dans le calcul des droits fixes relatifs au réseau principal et amorti sur la période de règlement. Tout comme le CALT, le compte d'ajustement à court terme (« CACT ») permet de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits du réseau et son coût du service pour chaque année de la durée du règlement 2021-2026 visant le réseau principal. La société commencera à calculer l'amortissement au cours de la période de règlement restant à courir lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement seront atteints.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs réglementés de TC Énergie aux États-Unis sont exploités en vertu des dispositions des lois intitulées Natural Gas Act of 1938 (« NGA »), Natural Gas Policy Act of 1978 et Energy Policy Act of 2005, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes, dont la réglementation des tarifs qui prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle les gazoducs réglementés aux États-Unis peuvent accorder des remises ou négocier leurs tarifs de façon non discriminatoire. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis, en fonction de sa participation effective et de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

En 2018, la FERC a prescrit des modifications (les « mesures de la FERC de 2018 ») à la Loi H.R.1 intitulée Tax Cuts and Jobs Act (la « réforme fiscale aux États-Unis »). Le taux d'imposition fédéral des sociétés en vigueur aux États-Unis est passé de 35 % à 21 % en 2017 en raison de la réforme fiscale aux États-Unis. Les établissements réglementés aux États-Unis, le cas échéant, ont calculé l'amortissement des passifs réglementaires sur la durée de vie utile résiduelle moyenne de l'établissement sous-jacent correspondant à la différence entre les montants recouverts antérieurement à même les tarifs et les passifs d'impôt reportés attendus.

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. Un règlement de modernisation a été approuvé par la FERC prévoyait le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi jusqu'à concurrence de 2,6 milliards de dollars US pour la période 2013-2020 pour moderniser le réseau de Columbia Gas, faisant ainsi accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service.

En juillet 2020, Columbia Gas a déposé un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums de transport devant entrer en vigueur le 1^{er} février 2021, sous réserve de remboursement, à la conclusion de l'instance visant les tarifs. Le 29 octobre 2021, Columbia Gas a déposé une requête auprès de la FERC pour obtenir l'approbation relative à l'entente de règlement (entente de règlement visant Columbia Gas) qui porte sur un règlement tarifaire avec ses clients et, si elle est approuvée, permettra d'augmenter les tarifs maximums de Columbia Gas à compter du 1^{er} février 2021. Le 17 décembre 2021, le juge administratif présidant l'audience a certifié le caractère non contentieux du règlement et a recommandé à la FERC de l'examiner et de l'approuver. L'entente de règlement visant Columbia Gas a) proroge le programme de modernisation de Columbia qui permet le recouvrement des coûts et un rendement sur le capital investi additionnel d'au plus 1,2 milliard de dollars US sur une période de quatre ans jusqu'en 2024, b) impose la nécessité de déposer un dossier tarifaire ainsi qu'un moratoire visant les tarifs jusqu'au 1^{er} avril 2025 et c) exige de Columbia Gas de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA, les nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} avril 2026.

ANR Pipeline

ANR Pipeline est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 2016. Pour satisfaire aux conditions du règlement de 2016, ANR Pipeline a déposé, le 28 janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport devant prendre effet le 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement. À mesure que le dossier tarifaire suit son cours, la société privilégiera une attitude de collaboration en vue du règlement négocié entre ses clients, la FERC et d'autres parties prenantes.

Columbia Gulf

Columbia Gulf est parvenue à un règlement tarifaire avec ses clients, qui a été approuvé par la FERC en décembre 2019, ce qui a entraîné une hausse de ses tarifs avec recours à compter du 1^{er} août 2020. Ce règlement impose la nécessité de déposer un dossier tarifaire ainsi qu'un moratoire visant les tarifs jusqu'au 1^{er} août 2022. De ce fait, Columbia Gulf est tenue de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 31 janvier 2027, les nouveaux tarifs prenant effet le 1^{er} août 2027.

Great Lakes

Great Lakes est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en février 2018 qui n'impose aucun moratoire. Toutefois, Great Lakes sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 31 mars 2022, les nouveaux tarifs devant prendre effet le 1^{er} octobre 2022.

Par suite des mesures de la FERC de 2018, Great Lakes a déposé un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la NGA et réduit ses tarifs de 2 %, cette réduction étant entrée en vigueur le 1^{er} février 2019.

Gas Transmission Northwest

Gas Transmission Northwest (« GTN ») est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en novembre 2018. GTN et ses clients ont approuvé un moratoire visant d'autres changements tarifaires jusqu'au 31 décembre 2021; les nouveaux tarifs de GTN doivent prendre effet le 1^{er} janvier 2022.

Le 29 septembre 2021, GTN a déposé un règlement tarifaire (le « règlement de 2021 visant GTN ») qu'a approuvé la FERC le 18 novembre 2021. Ce règlement proroge ainsi les tarifs maximums de transport existants de la société à leurs niveaux actuels, les taux d'amortissement annuels de GTN demeurant inchangés. Le règlement de 2021 visant GTN prévoit un moratoire jusqu'au 31 décembre 2023 et, à partir de ce moment, GTN sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} avril 2024.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TC Énergie au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. Les tarifs en vigueur relativement aux gazoducs au Mexique de TC Énergie ont été établis conformément à des contrats approuvés par la CRE prévoyant le recouvrement des coûts, dont un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre			Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 509	1 287	s.o.
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,2}	203	401	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,3}	3	7	1-8
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁴	1	54	1
Autres	104	135	s.o.
	1 820	1 884	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	53	131	
	1 767	1 753	
Passifs réglementaires			
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁵	2 086	1 842	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁶	1 141	1 170	s.o.
Compte d'ajustement provisoire du réseau principal au Canada ⁷	483	537	9
Coût de retrait des installations ⁸	254	246	s.o.
Compte d'ajustement à long terme du réseau principal au Canada ^{7,9}	186	223	5
Impôts reportés ¹	139	115	s.o.
Comptes d'ajustement à court terme et de stabilisation des droits du réseau principal au Canada ^{7,9,10}	60	4	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ¹¹	40	40	s.o.
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁴	32	48	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ²	13	18	s.o.
Autres	66	58	s.o.
	4 500	4 301	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 16)	200	153	
	4 300	4 148	

- Ces actifs et passifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs ou passifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.
- Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans la tarification future.
- Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits devant être prise en compte dans la détermination des tarifs pour l'année suivante.
- Ce solde représente les montants des fonds prélevés au moyen de droits auprès des expéditeurs qui sont inclus dans les placements restreints en raison de l'ICQF dans le but de financer les coûts futurs de cessation d'exploitation d'installations de gazoduc de la société réglementées par la REC.
- Les passifs réglementaires seront amortis sur des durées variables qui se rapprochent de la reprise attendue des passifs d'impôts reportés sous-jacents ayant donné lieu aux passifs réglementaires.
- Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts auxquels s'ajoutent les ajustements au titre de la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030.
- Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouverts dans les tarifs de certaines activités à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.
- Aux termes du règlement 2021-2026 visant le réseau principal, un montant de 223 millions de dollars sera amorti au cours de la période de règlement de six ans et le reliquat de 4 millions de dollars était viré dans le CACT au 31 décembre 2020.
- Aux termes du règlement 2021-2026 visant le réseau principal, le CACT fera l'objet d'un amortissement au cours de la période de règlement de six ans restant à courir lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement seront atteints.
- Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires recouverts aux termes des tarifs approuvés par la FERC et qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC, un montant de 40 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2021 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

13. ÉCART D'ACQUISITION

La société a inscrit l'écart d'acquisition suivant à l'égard de ses acquisitions.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis
Solde au 1 ^{er} janvier 2020	12 887
Variations des taux de change	(208)
Solde au 31 décembre 2020	12 679
Variations des taux de change	(97)
Solde au 31 décembre 2021	12 582

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2021, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de toutes ses unités d'exploitation sous-jacentes, à l'exception de l'unité d'exploitation Columbia. Elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

La société a choisi de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif annuel de l'écart d'acquisition de 9 303 millions de dollars pour l'unité d'exploitation Columbia en date du 31 décembre 2021 à la suite du règlement tarifaire non contesté conclu avec les expéditeurs en 2021. Il a été établi que la juste valeur de Columbia dépassait sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2021.

Vente des actifs de Columbia Midstream

En août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream. Comme ces actifs constituaient une entreprise et que cette unité d'exploitation comportait un écart d'acquisition, une tranche de 595 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Columbia attribué à ces actifs a été libérée et déduite du gain sur la vente avant les impôts. Le montant libéré a été calculé en fonction des justes valeurs relatives des actifs vendus et d'une partie de l'unité d'exploitation conservée. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été établie d'après une analyse des flux de trésorerie actualisés. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

14. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Actifs d'impôts reportés (note 18)	509	177
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 25)	312	207
Actifs de contrat à long terme (note 5)	249	192
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 6)	50	—
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 26)	48	41
Projets d'investissement en cours d'aménagement ¹	14	231
Autres	221	131
	1 403	979

- 1 Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 3 126 millions de dollars avant les impôts, dont un montant de 2 896 millions de dollars est attribuable aux actifs en cours de construction afférents au projet Keystone XL et un montant de 230 millions de dollars se rapporte aux projets d'investissement connexes en cours d'aménagement. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

15. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2021		2020	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
Canada ¹	4 953	0,4 %	2 836	0,4 %
États-Unis (54 \$ US en 2021; 900 \$ US en 2020)	68	0,3 %	1 149	0,4 %
Mexique (115 \$ US en 2021; 150 \$ US en 2020) ²	145	1,7 %	191	1,7 %
	5 166		4 176	

- 1 Au 31 décembre 2021, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens totalisant 1 989 millions de dollars (656 millions de dollars en 2020) et des billets libellés en dollars US d'un montant de 2 341 millions de dollars US (1 709 millions de dollars US en 2020).
- 2 Des montants peuvent être prélevés en pesos mexicains ou en dollars US sur la facilité de crédit de premier rang, renouvelable, non garantie et à vue contractée par la filiale mexicaine de la société jusqu'à concurrence du total de la facilité, soit 5,0 milliards de pesos mexicains ou l'équivalent en dollars US.

Aux 31 décembre 2021 et 2020, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») au Canada, par TransCanada Pipeline USA Ltd. (« TCPL USA ») aux États-Unis et par une filiale mexicaine en propriété exclusive au Mexique.

Au 31 décembre 2021, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,4 milliards de dollars (12,4 milliards de dollars en 2020). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux variables négociés de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

aux 31 décembre			2021		2020
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Emprunteur	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée¹	Total des facilités
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables²					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2026	3,0	1,0	3,0
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 2022	4,5 US	2,1 US	4,5 US
TCPL/TCPL USA/Columbia/TransCanada American Investments Ltd.	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2024	1,0 US	1,0 US	1,0 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue²					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue	2,1³	1,0	2,1 ³
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN³	2,6 MXN	5,0 MXN ³

1 Déduction faite du papier commercial en cours et des emprunts sur la facilité de crédit.

2 Les divers accords de crédit avec les filiales de la société peuvent limiter leur capacité à déclarer et à payer des dividendes ou à effectuer des distributions dans certaines circonstances. Si de telles restrictions s'appliquent, elles pourraient, par conséquent, avoir une incidence sur la capacité de la société à déclarer et à payer des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Par ailleurs, aux termes de ces accords de crédit, la société doit se conformer à diverses clauses comportant obligation de faire et de ne pas faire tout en maintenant certains ratios financiers. Au 31 décembre 2021, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

3 Ou l'équivalent en dollars américains.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 17 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (21 millions de dollars en 2020; 11 millions de dollars en 2019).

16. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre			2021	2020
(en millions de dollars canadiens)				
Fournisseurs			4 183	3 057
Juste valeur des contrats dérivés (note 26)			221	72
Passifs réglementaires (note 12)			200	153
Passifs sur contrats (note 5)			90	129
Titres de catégorie C (note 6)			75	—
Autres			330	405
			5 099	3 816

17. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 9)	380	427
Passifs sur contrats à long terme (note 5)	184	203
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 25)	174	503
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	61	54
Juste valeur des contrats dérivés (note 26)	47	59
Autres	213	229
	1 059	1 475

18. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Exigibles			
Canada	29	(54)	84
Pays étrangers ¹	276	306	615
	305	252	699
Reportés			
Canada	(327)	(224)	(29)
Pays étrangers	142	166	84
	(185)	(58)	55
Charge d'impôts	120	194	754

1 La charge d'impôts de source étrangère inscrite en 2019 se rapporte pour l'essentiel à la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Canada	(292)	691	1 144
Pays étrangers	2 458	4 416	4 043
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 166	5 107	5 187

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 166	5 107	5 187
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	23,0 %	24,0 %	26,5 %
Charge d'impôts prévue	498	1 226	1 375
Reprises sur la provision pour moins-value	(8)	(400)	(259)
Différence des taux d'imposition étrangers	(230)	(258)	(180)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(139)	(228)	(159)
Bénéfice tiré des participations sans contrôle et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(70)	(141)	(78)
Diminution du taux d'imposition en Alberta	—	—	(32)
Tranche non imposable des gains en capital	—	(62)	(28)
Écart d'acquisition non déductible sur la cession de Columbia Midstream	—	—	154
Incidence des ajustements liés à l'inflation au Mexique	32	7	13
Autres	37	50	(52)
Charge d'impôts	120	194	754

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 163	1 389
Montants reportés réglementaires et autres	537	532
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	130	154
Instruments financiers	—	48
Autres	46	70
	1 876	2 193
Moins : provision pour moins-value	229	243
	1 647	1 950
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	5 616	6 124
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 219	1 087
Impôts sur les besoins en produits futurs	333	287
Autres	112	81
	7 280	7 579
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 633	5 629

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à long terme (note 14)	509	177
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	6 142	5 806
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 633	5 629

Au 31 décembre 2021, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 4 067 millions de dollars (3 671 millions de dollars en 2020) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2041. La société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffant à 21 millions de dollars (253 millions de dollars en 2020) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada et qui n'ont pas de date d'expiration. La société a également des crédits d'impôts minimums de 113 millions de dollars en Ontario (106 millions de dollars en 2020), qui échoient de 2026 à 2041.

Au 31 décembre 2021, la société a constaté en totalité une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 446 millions de dollars US (849 millions de dollars US en 2020) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient en 2037.

Au 31 décembre 2021, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 10 millions de dollars US (13 millions de dollars US en 2020) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2031.

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 229 millions de dollars et de 243 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement aux 31 décembre 2021 et 2020. Chaque date de clôture, la société tient compte des nouveaux éléments probants, favorables ou défavorables, pouvant avoir une incidence sur la réalisation future des actifs d'impôts reportés. Au 31 décembre 2021, la société a déterminé qu'elle disposait d'éléments probants suffisants pour conclure qu'il est plus probable qu'improbable que le montant net des actifs d'impôts reportés se réalisera.

Au 31 décembre 2020, la société avait comptabilisé un montant de 400 millions de dollars afférent à des reprises sur la provision pour moins-value principalement en raison de la décision définitive de poursuivre la construction de l'oléoduc Keystone XL, de la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario et de la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario et celle de la participation dans le gazoduc Coastal GasLink.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 896 millions de dollars au 31 décembre 2021 (684 millions de dollars en 2020).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2021, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 371 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 252 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2020; versements de 713 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2019).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	52	29	19
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	5	26	13
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(1)	(2)	(1)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	26	1	—
Caducité des délais de prescription	(2)	(2)	(2)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	80	52	29

TC Énergie impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2021 comprend un montant de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs (4 millions de dollars en 2020; 4 millions de dollars en 2019). Au 31 décembre 2021, la société avait constaté 12 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (11 millions de dollars en 2020; 7 millions de dollars en 2019). La société n'a fait l'objet d'aucune pénalité liée aux incertitudes en matière de fiscalité afférentes à la charge d'impôts des exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 et les pénalités étaient de néant aux 31 décembre 2021, 2020 et 2019.

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TC Énergie ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence significative sur ses états financiers.

TC Énergie et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2013 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral, étatique et local d'importance aux États-Unis a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2014 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral d'importance au Mexique a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2013 inclusivement, sauf comme il est décrit ci-dessous.

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. La société était en désaccord avec cet avis et a engagé des procédures. En janvier 2022, la société a reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle était favorable au SAT. La société est d'avis que cette décision est déraisonnable et qu'elle n'est pas conforme à la réglementation fiscale mexicaine, et elle interjettera appel de cette décision. À l'appui de la position de la société, le bureau de l'ombudsman des contribuables au Mexique (le « PRODECON ») avait précédemment déterminé que les déclarations fiscales de cette filiale étaient appropriées.

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'impôt différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts, intérêts, pénalités et charges financières. Si le SAT continue de réévaluer les déclarations fiscales de cette filiale pour les années subséquentes de façon similaire, il pourrait y avoir une augmentation importante du risque auquel est exposée la société.

À la lumière des récentes discussions avec le SAT, la société est d'avis que les sujets de préoccupation se limitent à un sous-ensemble de questions comprises dans ces évaluations. La société défendra sa position à l'égard de ces cotisations et appliquera toutes les mesures de redressement prévues par la loi. Selon le jugement de la société et celui de ses tiers conseillers, la direction estime qu'il est plus probable qu'improbable que la position fiscale de la société sera maintenue et aucune provision à cet égard n'a été comptabilisée dans les états financiers consolidés.

19. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2021		2020	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars US (néant en 2021; 400 \$ US en 2020)		—	—	510	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2022 à 2049	12 491	4,2 %	11 491	4,5 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (16 542 \$ US en 2021; 14 292 \$ US en 2020)	2022 à 2049	20 936	4,8 %	18 227	5,3 %
		33 427		30 228	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2021 et 2020)	2023	254	7,9 %	255	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2021 et 2020)	2026	41	7,5 %	42	7,5 %
		899		901	
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 500 \$ US en 2021 et 2020) ²	2025 à 2045	1 898	4,9 %	1 913	4,9 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (néant en 2021; 450 \$ US en 2020)		—	—	574	1,4 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (850 \$ US en 2021; 1 200 \$ US en 2020)	2025 à 2027	1 076	4,2 %	1 530	4,4 %
		1 076		2 104	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (372 \$ US en 2021; 672 \$ US en 2020)	2024 à 2026	472	5,3 %	858	7,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2021 et 2020)	2030 à 2035	411	4,3 %	415	4,3 %

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2021		2020	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (néant en 2021; 25 \$ US en 2020)	2023	—	—	32	1,3 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2021; 125 \$ US en 2020)	2030 à 2031	316	2,8 %	159	2,8 %
		316		191	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (167 \$ US en 2021; 198 \$ US en 2020)	2028 à 2030	211	7,6 %	253	7,6 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (36 \$ US en 2021; 23 \$ US en 2020)	2024	46	1,3 %	29	2,2 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (néant en 2021; 50 \$ US en 2020)		—	—	64	1,2 %
		38 756		36 956	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		(1 320)		(1 972)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(243)		(238)	
Ajustements de la juste valeur ³		148		167	
		37 341		34 913	

- 1 Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus, lesquels sont ajustés pour tenir compte des commissions sur prêts, des primes et des escomptes. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.
- 2 Certaines filiales de Columbia ont garanti les remboursements du capital des billets de premier non garantis de Columbia. Chacun des garants des obligations de Columbia est tenu de se conformer aux clauses restrictives en vertu de l'acte régissant la dette. En cas de défaut, les garants seraient obligés de rembourser le capital et les intérêts.
- 3 Les ajustements sont afférents à l'acquisition de Columbia.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2021, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissaient approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2022	2023	2024	2025	2026
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 320	1 823	2 657	2 698	1 778

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2021 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2024	1 250 US	1,00 %
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	1 000 US	2,50 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2024	750	Variable
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2031	500	2,97 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Septembre 2047	250	4,33 % ¹
	Avril 2020	Billets de premier rang non garantis	Avril 2030	1 250 US	4,10 %
	Avril 2020	Billets à moyen terme	Avril 2027	2 000	3,80 %
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Septembre 2029	700	3,00 %
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Juillet 2048	300	4,18 % ²
	Avril 2019	Billets à moyen terme	Octobre 2049	1 000	4,34 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	125 US	2,68 %
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2030	125 US	2,84 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2021	Emprunt à terme non garanti	Août 2024	13 US	Variable
FILIALES DE KEYSTONE XL³					
	Divers	Facilité de crédit liée au projet	Juin 2021	849 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.⁴					
	Janvier 2021	Emprunt à terme non garanti	Juin 2022	4 040 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	175 US	3,12 %
COASTAL GASLINK PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP⁵					
	Avril 2020	Facilités de crédit garanties de premier rang	Avril 2027	1 603	Variable
NORTHERN COURIER PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP⁶					
	Juillet 2019	Billets de premier rang garantis	Juin 2042	1 000	3,365 %

1 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 4,186 %.

2 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 3,991 %.

3 Le 4 janvier 2021, la société a mis en place une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, qui est entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours contre la société. Cette facilité de crédit a été par la suite ramenée à 1,6 milliard de dollars US et le gouvernement de l'Alberta a remboursé tout l'encours de cette facilité en juin 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

4 En décembre 2020, Columbia a conclu un emprunt à terme non garanti de 4,2 milliards de dollars US. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence. L'emprunt a été remboursé intégralement en décembre 2021.

5 En avril 2020, Coastal GasLink LP a conclu des facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties. En mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal Gaslink LP et comptabilisé par la suite sa participation résiduelle de 35 % selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink LP a effectué un prélèvement initial de 1,6 milliard de dollars sur les facilités de crédit, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

6 En juillet 2019, après l'émission des billets de premier rang garantis, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier et a comptabilisé par la suite sa participation résiduelle selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Le 30 novembre 2021, la société a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2021 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 2021	Billets à moyen terme	500	3,65 %
	Janvier 2021	Débetures	400 US	9,875 %
	Novembre 2020	Débetures	250	11,80 %
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	3,80 %
	Mars 2020 ¹	Billets de premier rang non garantis	750 US	4,60 %
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	700 US	2,125 %
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	550 US	Variable
	Mai 2019	Billets à moyen terme	13	9,35 %
	Mars 2019	Débetures	100	10,50 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti ²	4 040 US	Variable
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	3,30 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
TC PIPELINES, LP				
	Novembre 2021	Emprunt à terme non garanti	450 US	Variable
	Mars 2021	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,65 %
	Juin 2019	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	300 US	9,625 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	10 US	9,09 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Octobre 2021	Facilité d'emprunt non garantie	93 US	Variable
	Octobre 2020	Facilité d'emprunt non garantie	99 US	Variable
FILIALES DE KEYSTONE XL³				
	Juin 2021	Facilité de crédit liée au projet	849 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	100 US	5,29 %
	Mai 2019	Emprunt à terme non garanti	35 US	Variable

1 Des frais d'émission connexes non amortis relatifs à la dette de 8 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

2 En décembre 2020, Columbia a conclu un emprunt à terme non garanti de 4,2 milliards de dollars US. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence. L'emprunt a été remboursé intégralement en décembre 2021. Des frais d'émission connexes non amortis relatifs à la dette de 5 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

3 En juin 2021, conformément aux modalités de la garantie, le gouvernement de l'Alberta a remboursé l'encours de 849 millions de dollars US en vertu de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL portant intérêt à un taux variable et qui, par la suite, a été résiliée, ce qui n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

Le 4 mars 2021, TC PipeLines, LP, filiale de la société, a résilié sa facilité de crédit non garantie d'un montant de 500 millions de dollars US portant intérêt à taux variable et pour laquelle il n'y avait plus aucun encours.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Intérêts sur la dette à long terme	1 841	1 963	1 931
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	453	470	427
Intérêts sur la dette à court terme	10	46	106
Intérêts capitalisés	(22)	(294)	(186)
Amortissement et autres charges financières ¹	78	43	55
	2 360	2 228	2 333

1 L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les pertes sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêts de 2 299 millions de dollars en 2021 (2 203 millions de dollars en 2020; 2 295 millions de dollars en 2019) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

20. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2021		2020	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ²	2067	1 265	4,0 %	1 275	4,1 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,875 % ^{3,4}	2075	949	5,0 %	957	5,0 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,125 % ^{3,4}	2076	1 519	5,8 %	1 530	5,8 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{3,4}	2077	1 899	4,7 %	1 913	4,7 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{3,4}	2077	1 500	4,5 %	1 500	4,5 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{3,4}	2079	1 392	5,4 %	1 403	5,4 %
Billets d'un montant de 500 \$ émis en 2021, à 4,45 % ^{3,4}	2081	500	4,0 %	—	—
		9 024		8 578	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(85)		(80)	
		8 939		8 498	

1 Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus à l'aide du taux d'intérêt nominal et des ajustements de taux futurs estimatifs, lesquels sont ajustés pour tenir compte des frais d'émission et des escomptes.

2 En 2007, les billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1 milliard de dollars US ont été émis au taux fixe de 6,35 % et convertis en 2017 à un taux variable qui est ajusté chaque trimestre au TIOL de trois mois majoré de 2,21 %.

3 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de TransCanada Trust soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TC Énergie puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

4 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être converti en un taux variable.

En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang ou autres obligations de TCPL, actuels et futurs.

En mars 2021, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2021-A pour un montant de 500 millions de dollars à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,20 % 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 500 millions de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,45 % 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 2031 jusqu'en mars 2051 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 3,316 % par année et il sera ajusté à compter de mars 2051 jusqu'en mars 2081 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 4,066 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 4 décembre 2030 et le 4 mars 2031 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.

En septembre 2019, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2019-A pour un montant de 1,1 milliard de dollars US à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,50 % par année pendant les dix premières années, puis à taux variable 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 1,1 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,75 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de septembre 2029 jusqu'en septembre 2049 au TIOL de trois mois majoré de 4,404 % par année et il sera ajusté à compter de septembre 2049 jusqu'en septembre 2079 au TIOL de trois mois majoré de 5,154 % par année. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Modifications comptables » pour un complément d'information sur l'incidence prévue, sur la société, de certains paramètres afférents au TIOL qui ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et du retrait complet de ce taux d'ici le milieu de 2023. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 septembre 2029, 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.

21. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

TC PipeLines, LP

Acquisition

En décembre 2020, la société a conclu une entente définitive et un plan de fusion concernant le rachat de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui ne sont pas détenues en propriété effective par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. À la clôture de la transaction le 3 mars 2021, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP ont reçu 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public émise et en circulation de TC PipeLines, LP, ce qui représente un total de 37 955 093 actions ordinaires de TC Énergie. TC PipeLines, LP est ainsi devenue une filiale indirecte en propriété exclusive de TC Énergie.

Puisque la société contrôlait TC PipeLines, LP, cette acquisition a été prise en compte comme une transaction sur les capitaux propres qui a eu l'effet suivant sur le bilan consolidé :

(en millions de dollars canadiens)	3 mars 2021
Actions ordinaires	2 063
Surplus d'apport	(398)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	353
Participations sans contrôle	(1 563)
Passifs d'impôts reportés	(443)
Autres	(12)

Participations sans contrôle

Antérieurement à l'acquisition susmentionnée conclue le 3 mars 2021, les participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP étaient de 74,5 % (74,5 % en 2020 et 2019). Après cette acquisition, la participation sans contrôle restante figurant au bilan consolidé se rapporte à la participation de 61,7 % de la société dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »), société détenue par TC PipeLines, LP.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats s'établit comme suit :

exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
(en millions de dollars canadiens)			
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	60	284	270
Participation sans contrôle dans PNGTS	30	23	23
Participation sans contrôle rachetable (note 6)	1	(10)	—
	91	297	293

22. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2019	918 097	23 174
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	15 165	931
Exercice d'options	5 138	282
En circulation au 31 décembre 2019	938 400	24 387
Exercice d'options	1 664	101
En circulation au 31 décembre 2020	940 064	24 488
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 21)	37 955	2 063
Exercice d'options	2 797	165
En circulation au 31 décembre 2021	980 816	26 716

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Acquisition de TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, TC Énergie a émis 37 955 093 actions ordinaires visant l'acquisition de toutes les parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 21 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

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

En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») de la société, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir d'autres actions ordinaires de TC Énergie. À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de la société seront achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré. Du 1^{er} janvier 2019 au 31 octobre 2019, les actions ordinaires aux termes du RRD ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

Programme d'émission d'actions au cours du marché de Corporation TC Énergie

En décembre 2020, la société a mis sur pied un programme au cours du marché (« programme ACM ») qui lui permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York ou de tout autre marché boursier sur lequel les actions ordinaires de TC Énergie sont négociées au Canada ou aux États-Unis. Ce programme ACM, qui est en vigueur pour une période de 25 mois, sera utilisé au besoin pour la gestion de la structure du capital de la société. Dans le cadre de ce programme, la société pouvait émettre jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains d'actions ordinaires. Aucune action ordinaire n'a été émise en vertu de ce programme en 2021 ou 2020.

Bénéfice net par action de base et dilué

Le bénéfice net par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action comprend des options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TC Énergie et par les actions pouvant être émises en vertu du RRD jusqu'au 31 octobre 2019, si la participation à ce régime a été réglée au moyen d'actions ordinaires émises sur le capital autorisé.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	2021	2020	2019
De base	973	940	929
Dilué	974	940	931

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2021	8 996	59,55 \$	
Attribution	1 679	56,86 \$	
Exercice	(2 797)	53,10 \$	
Extinction/expiration	(109)	59,96 \$	
En cours au 31 décembre 2021	7 769	61,29 \$	4,2
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2021	4 410	60,13 \$	3,2

Au 31 décembre 2021, 4 826 189 actions ordinaires additionnelles étaient réservées pour émission future sur le capital autorisé conformément au régime d'options sur actions de TC Énergie. La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis en tranches égales à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Juste valeur moyenne pondérée	7,39 \$	7,73 \$	6,37 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,4	5,7	5,7
Taux d'intérêt	0,5 %	1,5 %	1,9 %
Volatilité ²	25 %	17 %	19 %
Rendement de l'action	6,0 %	4,2 %	5,0 %

1 La durée prévue est fonction des options qui ont été exercées par le passé.

2 La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 12 millions de dollars en 2021 (12 millions de dollars en 2020; 13 millions de dollars en 2019). Au 31 décembre 2021, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 13 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 1,8 an.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	28	31	75
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	110	101	143
Total des actions aux droits acquis	1,9 million	2,0 millions	2,1 millions

Au 31 décembre 2021, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 7 millions de dollars et la valeur intrinsèque globale des options en cours était de 12 millions de dollars.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TC Énergie est conçu de manière à accorder au conseil d'administration (le « conseil ») le temps nécessaire pour explorer et élaborer d'autres propositions visant à maximiser la valeur actionnariale si la société est visée par une offre publique d'achat et à favoriser le traitement équitable des actionnaires, le cas échéant. Chaque action ordinaire est assortie d'un droit qui, dans certaines circonstances, permet à certains actionnaires d'acquérir une action ordinaire additionnelle de la société.

23. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2021	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action ^{1,2}	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en	Valeur comptable aux 31 décembre ³		
							2021	2020	2019
							(en millions de dollars canadiens)		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	14 577	3,479 %	0,86975 \$	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 2	360	360	360
Série 2	7 423	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 1	179	179	179
Série 3	9 997	1,694 %	0,4235 \$	25,00 \$	30 juin 2025	Série 4	246	246	209
Série 4	4 003	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 juin 2025	Série 3	97	97	134
Série 5	12 071	1,949 % ⁵	0,48725 \$	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 6	294	310	310
Série 6	1 929	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 5	48	32	32
Série 7	24 000	3,903 %	0,97575 \$	25,00 \$	30 avril 2024	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	3,762 %	0,9405 \$	25,00 \$	30 octobre 2024	Série 10	442	442	442
Série 11	10 000	3,351 %	0,83775 \$	25,00 \$	28 novembre 2025	Série 12	244	244	244
Série 13	—	—	—	—	—	—	—	493	493
Série 15	40 000	4,90 %	1,225 \$	25,00 \$	31 mai 2022	Série 16	988	988	988
							3 487	3 980	3 980

- 1 Les porteurs d'actions de chaque série paire d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours (le « taux des bons du Trésor ») majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8), 2,35 % (série 10), 2,96 % (série 12) ou 3,85 % (série 16). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.
- 2 Les porteurs d'actions de séries impaires d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels dont le taux sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7), 2,35 % (série 9), 2,96 % (série 11) ou 3,85 % sous réserve d'un taux minimum de 4,90 % (série 15).
- 3 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- 4 Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,049 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 31 décembre 2021 au 31 mars 2022, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 1,409 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2021 au 31 mars 2022, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 1,686 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2021 au 30 janvier 2022, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- 5 Le taux fixe des dividendes a diminué passant de 2,263 % à 1,949 % le 30 janvier 2021 pour les actions privilégiées de série 5 et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel fixe cumulatif, lorsqu'il sera déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6. Les porteurs des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 ont droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable, lorsqu'ils seront déclarés par le conseil. Sous réserve de certaines conditions, le porteur aura le droit de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite tel qu'il est présenté dans le tableau ci-dessus.

TC Énergie peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. En outre, les actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 sont rachetables par TC Énergie en tout temps autre qu'à une date désignée à 25,50 \$ l'action plus tous les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

Le 31 mai 2021, TC Énergie a racheté la totalité des actions privilégiées de série 13 émises et en circulation, soit 20 000 000 d'actions, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action et versé un dernier dividende trimestriel de 0,34375 \$ par action privilégiée de série 13 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2021, exclusivement, qui a été déclaré auparavant le 6 mai 2021. La société a affecté le produit de l'émission par la fiducie de billets subordonnés de rang inférieur, survenue en mars 2021, d'une valeur de 500 millions de dollars au financement de ce rachat d'actions privilégiées.

Le 1^{er} février 2021, 818 876 actions privilégiées de série 5 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 6 et 175 208 actions privilégiées de série 6 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 5.

Le 30 juin 2020, 401 590 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 865 362 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

Le 31 décembre 2019, 173 954 actions privilégiées de série 1 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 2 et 5 252 715 actions privilégiées de série 2 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 1.

24. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(100)	(8)	(108)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	1	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(13)	3	(10)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	68	(13)	55
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	208	(50)	158
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	20	(6)	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	714	(179)	535
Autres éléments du résultat étendu	894	(252)	642

exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(647)	38	(609)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	48	(12)	36
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(771)	188	(583)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	649	(160)	489
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	15	(3)	12
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	23	(6)	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(373)	93	(280)
Autres éléments du résultat étendu	(1 056)	138	(918)

exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(914)	(30)	(944)
Reclassement des gains de conversion à la cession des établissements étrangers	(13)	—	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	46	(11)	35
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(78)	16	(62)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	19	(5)	14
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(15)	5	(10)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	14	(4)	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(114)	32	(82)
Autres éléments du résultat étendu	(1 055)	3	(1 052)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2019	107	(23)	(314)	(376)	(606)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(824)	(49)	(10)	(86)	(969)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	(13)	14	10	5	16
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(837)	(35)	—	(81)	(953)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2019	(730)	(58)	(314)	(457)	(1 559)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(543)	(567)	12	(292)	(1 390)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	482	17	11	510
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(543)	(85)	29	(281)	(880)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2020	(1 273)	(143)	(285)	(738)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(98)	(11)	158	506	555
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	55	14	28	97
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(98)	44	172	534	652
Acquisition de TC PipeLines, LP ⁴	362	(13)	—	4	353
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2021	(1 009)	(112)	(113)	(200)	(1 434)

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 12 millions de dollars (pertes de 30 millions de dollars en 2020; pertes de 85 millions de dollars en 2019), de gains de 1 million de dollars (pertes de 16 millions de dollars en 2020; pertes de 13 millions de dollars en 2019) et de gains de 1 million de dollars (gains de 1 million de dollars en 2020; pertes de 1 million de dollars en 2019).

3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 62 millions de dollars (47 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2021. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

4 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle de TC PipeLines, LP qui ont été reclassées vers le cumul des autres éléments du résultat étendu au bilan consolidé à l'acquisition, le 3 mars 2021, de toutes les parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 21 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu			Poste visé à l'état consolidé des résultats ¹
	2021	2020	2019	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(22)	(1)	(7)	Produits (Énergie et stockage)
Taux d'intérêt	(46)	(28)	(12)	Intérêts débiteurs
Taux d'intérêt	—	(613)	—	Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente ²
	(68)	(642)	(19)	Total avant les impôts
	13	160	5	Charge d'impôts ²
	(55)	(482)	(14)	Déduction faite des impôts ³
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des pertes actuarielles	(22)	(23)	(14)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴
Gain sur règlement	2	—	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴
	(20)	(23)	(14)	Total avant les impôts
	6	6	4	Charge d'impôts
	(14)	(17)	(10)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(37)	(15)	(8)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	9	4	3	Charge d'impôts
	(28)	(11)	(5)	Déduction faite des impôts ³
Écarts de conversion				
Gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	—	13	Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente
	—	—	—	Charge d'impôts
	—	—	13	Déduction faite des impôts

1 Les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

2 Représente une perte de 613 millions de dollars (459 millions de dollars, déduction faite des impôts) liée à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé dans le cadre de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite d'une participation sans contrôle de néant (pertes de 7 millions de dollars en 2020; néant en 2019).

4 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

25. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à certains de ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient d'ordinaire le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. Depuis le 1^{er} janvier 2019, certaines modifications ont été apportées au régime PD canadien pour les nouveaux participants selon lesquelles, ultérieurement à cette date, les prestations versées à ces nouveaux participants sont fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur cinq années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Le régime PD américain de la société n'est plus offert aux nouveaux participants non syndiqués et tous les nouveaux employés non syndiqués participent désormais au régime CD. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des participants au régime, durée qui est d'environ dix ans au 31 décembre 2021 (neuf ans en 2020 et en 2019).

La société offre également à ses employés des régimes d'épargne au Canada et au Mexique, des régimes CD comportant un régime 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs au départ à la retraite autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les gains ou pertes actuariels nets des régimes sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activités des employés, durée qui était d'environ 11 ans au 31 décembre 2021 (11 ans en 2020 et en 2019). En 2021, la société a passé en charges un montant de 58 millions de dollars (58 millions de dollars en 2020; 61 millions de dollars en 2019) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Régimes PD	105	124	122
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	9	22
Régimes d'épargne et CD	58	58	61
	171	191	205

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en espèces, jusqu'à certains seuils. Ainsi, en plus des cotisations en espèces susmentionnées, en 2021, la société a fourni une lettre de crédit de 20 millions de dollars pour le régime PD canadien (13 millions de dollars en 2020; 12 millions de dollars en 2019), pour un total de 322 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2021.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2021, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2022.

Au milieu de 2021, la société a offert un programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR ») unique aux employés admissibles. Ceux qui participaient au programme ont pris leur retraite en date du 31 décembre 2021 et reçu un paiement de transition en plus des prestations de retraite existantes. En 2021, la société a passé en charges un montant de 81 millions de dollars, principalement au titre des paiements de transition liés au PDVR, présenté dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. De plus, une somme de 18 millions de dollars a été incluse dans les produits au titre des coûts qui sont recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au moyen des coûts transférés.

Du fait de la participation des employés au PDVR, il y a eu un règlement et une compression au titre du régime PD américain en décembre 2021. Ces montants ont été établis à l'aide d'hypothèses actuarielles cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2021. Le gain sur règlement a diminué de 2 millions de dollars le gain actuariel non réalisé associé au régime PD américain, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu, alors que le gain sur compression a diminué de 5 millions de dollars les obligations au titre des prestations afférentes au régime PD américain, montants qui ont été portés dans les deux cas dans le coût net des avantages en 2021.

La participation des employés au PDVR a également donné lieu à une compression du régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite américain en décembre 2021. La perte sur compression a diminué de 3 millions de dollars le gain actuariel non réalisé associé au régime, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu, et cette perte a augmenté de 3 millions de dollars l'obligation au titre du régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite, le coût net des avantages n'ayant fait l'objet d'aucun ajustement en 2021.

La situation de capitalisation de la société aux 31 décembre s'établissait comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2021	2020	2021	2020
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	4 326	4 058	457	427
Coût des services rendus	171	155	6	6
Coût financier	119	133	12	14
Cotisations des employés	6	6	1	—
Prestations versées	(372)	(249)	(21)	(21)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(208)	242	(35)	36
Compression	(5)	—	3	—
Variations du taux de change	(10)	(19)	(4)	(5)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	4 027	4 326	419	457
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	4 038	3 693	441	406
Rendement réel des actifs des régimes	376	485	5	56
Cotisations de l'employeur ²	105	124	8	9
Cotisations des employés	6	6	1	—
Prestations versées	(372)	(249)	(21)	(21)
Variations du taux de change	(8)	(21)	(3)	(9)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	4 145	4 038	431	441
Situation de capitalisation – Excédent (déficit) des régimes	118	(288)	12	(16)

- 1 L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

- 2 À l'exclusion de lettres de crédit de 20 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (13 millions de dollars en 2020).

Le gain actuariel réalisé en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à une augmentation du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 2,70 % en 2020 à 3,05 % en 2021.

Le gain actuariel réalisé en ce qui a trait à l'obligation au titre des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'explique avant tout par une augmentation du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 2,75 % en 2020 à 3,10 % en 2021.

Les montants constatés au bilan consolidé de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2021	2020	2021	2020
Autres actifs à long terme (note 14)	119	29	193	178
Créditeurs et autres	—	—	(8)	(8)
Autres passifs à long terme (note 17)	(1)	(317)	(173)	(186)
	118	(288)	12	(16)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui n'étaient pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnés.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2021	2020	2021	2020
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(2 687)	(3 292)	(183)	(194)
Actifs des régimes à la juste valeur	2 686	2 975	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(1)	(317)	(183)	(194)

1 L'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Obligation au titre des prestations constituées	(3 714)	(3 957)
Actifs des régimes à la juste valeur	4 145	4 038
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	431	81

Les régimes PD de la société, en ce qui a trait aux obligations au titre des prestations constituées et aux actifs des régimes à la juste valeur, étaient entièrement capitalisés au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020.

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2021	2020	2021
Titres d'emprunt	34 %	33 %	25 % à 45 %
Titres de participation	53 %	57 %	35 % à 65 %
Autres actifs	13 %	10 %	10 % à 20 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			Pourcentage des actifs des régimes	
	2021	2020	2021	2020
Titres d'emprunt	7	13	0,2 %	0,3 %
Titres de participation	5	5	0,1 %	0,1 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'avantages postérieurs au départ à la retraite évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	68	87	2	—	—	—	70	87	2	2
Titres de participation :										
Canada	269	276	148	177	—	—	417	453	9	10
États-Unis	649	594	164	211	—	—	813	805	18	18
International	126	114	354	380	—	—	480	494	10	11
Mondial	111	116	313	368	—	—	424	484	9	11
Marchés émergents	25	35	120	125	—	—	145	160	3	4
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	226	207	—	—	226	207	5	5
Provincial	—	—	331	283	—	—	331	283	7	6
Municipal	—	—	16	13	—	—	16	13	—	—
Entreprises	—	—	147	151	—	—	147	151	4	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	433	444	15	14	—	—	448	458	10	10
Municipal	—	—	1	2	—	—	1	2	—	—
Entreprises	67	72	143	143	—	—	210	215	5	5
International :										
Gouvernements	6	8	7	6	—	—	13	14	—	—
Entreprises	—	—	73	48	—	—	73	48	2	1
Titres adossés à des créances immobilières	42	47	5	4	—	—	47	51	1	1
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	283	213	283	213	6	5
Infrastructure	—	—	—	—	281	203	281	203	6	5
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	1	1	1	1	—	—
Instruments dérivés	—	—	—	(8)	—	—	—	(8)	—	—
Dépôts	150	145	—	—	—	—	150	145	3	3
	1 946	1 938	2 065	2 124	565	417	4 576	4 479	100	100

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	
Solde au 31 décembre 2019	379
Achats et ventes	42
Pertes réalisées et non réalisées	(4)
Solde au 31 décembre 2020	417
Achats et ventes	100
Gains réalisés et non réalisés	48
Solde au 31 décembre 2021	565

En 2022, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 76 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'aux régimes d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 7 millions de dollars et 55 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 20 millions de dollars pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2022	208	25
2023	211	25
2024	216	24
2025	220	24
2026	224	24
2027 à 2031	1 171	114

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé principalement sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2021. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2021	2020	2021	2020
Taux d'actualisation	3,05 %	2,70 %	3,10 %	2,75 %
Taux de croissance de la rémunération	2,95 %	2,60 %	—	—

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Taux d'actualisation	2,70 %	3,20 %	3,90 %	2,80 %	3,35 %	4,10 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,15 %	6,40 %	6,60 %	3,00 %	3,50 %	4,30 %
Taux de croissance de la rémunération	2,60 %	3,00 %	3,00 %	—	—	—

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 5,60 % pour 2022. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5,00 % d'ici 2029 et demeurera à ce niveau par la suite.

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
(en millions de dollars canadiens)						
Coût des services rendus ¹	171	155	126	6	6	5
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	119	133	142	12	14	17
Rendement prévu des actifs des régimes	(234)	(230)	(222)	(13)	(14)	(15)
Amortissement de la perte actuarielle	23	21	12	2	2	2
Amortissement de l'actif réglementaire	27	25	14	2	2	2
Gain sur compression	(5)	—	—	—	—	—
Gain sur règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	(2)	—	—	—	—	—
	(72)	(51)	(54)	3	4	6
Coût net des prestations constaté	99	104	72	9	10	11

1 Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

Les montants avant les impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	2021		2020		2019	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
(en millions de dollars canadiens)						
Perte nette	147	5	358	22	398	20

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021		2020		2019	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
Amortissement de la perte nette reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net	(23)	(2)	(21)	(2)	(12)	(2)
Compression	—	3	—	—	—	—
Règlement	2	—	—	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(190)	(18)	(18)	3	52	(37)
	(211)	(17)	(39)	1	40	(39)

26. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TC Énergie est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur ses résultats, ses flux de trésorerie et, ultimement, sa valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TC Énergie et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques, d'audit interne et des secteurs de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée 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 le résultat de la société, sur ses flux de trésorerie et sur la valeur de ses actifs et passifs financiers. La société évalue les contrats qu'elle conclut dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats dérivés qu'utilise la société afin de contribuer à gérer les risques de marché peuvent comprendre ce qui suit :

- 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 spécifique 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.

Risque lié au prix des produits de base

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

- en ce qui a trait à l'entreprise de commercialisation du gaz naturel de la société, TC Énergie conclut des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. La société gère son exposition au risque découlant de ces contrats en recourant à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;

- pour ce qui est de l'entreprise de commercialisation des liquides de la société, TC Énergie conclut 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 sur ces contrats auxquels TC Énergie est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides;
- dans le cadre des activités de production d'électricité de la société, TC Énergie gère son exposition aux fluctuations des prix des produits de base par le truchement de contrats à long terme et d'activités de couverture, dont la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de l'entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel de la société, TC Énergie gère son exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel 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 l'offre de ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d'étoffer le portefeuille d'actifs de la société et/ou de renouveler les contrats de TC Énergie 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. TC Énergie gère son exposition au risque lié aux changements climatiques et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de son modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faible risque selon laquelle la majeure partie du bénéfice de TC Énergie est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service et/ou par des contrats à long terme. Par ailleurs, le processus de planification à long terme de la société 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

TC Énergie a recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer ses activités d'exploitation, ce qui l'expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, TC Énergie verse des intérêts à taux fixe sur sa dette à long terme et des intérêts à taux variable sur sa dette à court terme dont ses programmes de papier commercial et les montants qu'elle prélève sur ses facilités de crédit. Une petite partie de sa dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, la société est exposée au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Elle a recours à un amalgame d'instruments dérivés pour gérer activement ce risque de taux d'intérêt.

Bon nombre d'instruments financiers et obligations contractuelles de TC Énergie comportent des composantes à taux variable qui sont fondées sur le TIOL en dollars US, dont certains paramètres ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet se fera d'ici le milieu de 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Modifications comptables » pour un complément d'information.

Risque de change

Certains secteurs de TC Énergie dégagent la totalité ou une grande partie de leurs résultats en dollars US; comme la société présente ses résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation du dollar américain par rapport au dollar canadien peut influencer sur son bénéfice net. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, ce risque s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période de report pouvant aller jusqu'à trois ans en avant au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

Une petite partie des actifs et passifs monétaires relatifs au gazoduc au Mexique de la société est libellée en pesos alors que la monnaie fonctionnelle des activités que nous exerçons au Mexique est le dollar américain. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars américains; toutefois, la fluctuation du peso mexicain par rapport au dollar américain peut influencer sur le bénéfice net de la société. Cette exposition est gérée au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a 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 son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts, selon ce qui est jugé nécessaire.

Les justes valeurs et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2021		2020	
	Juste valeur ^{1, 2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1, 2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2022 à 2023)	(4)	3 800 US	45	2 200 US
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2022 à 2025) ³	23	400 US	23	400 US
	19	4 200 US	68	2 600 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Le bénéfice net de 2021 comprend des gains réalisés nets de 1 million de dollars (gains de 1 million de dollars en 2020) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs.

Le montant nominal ainsi que la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars américains désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2021	2020
Montant nominal	30 700 (24 200 US)	27 700 (21 800 US)
Juste valeur	35 500 (28 100 US)	33 800 (26 500 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties de TC Énergie correspond à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs et à certains recouvrements contractuels, aux actifs disponibles à la vente, à la juste valeur des actifs dérivés et à des prêts.

Les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19 et les perturbations de l'offre et de la demande d'énergie à l'échelle mondiale qui en découlent continuent de favoriser l'incertitude du marché qui nuit à un certain nombre de clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie a resserré sa surveillance des contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières et accru ses communications avec elles.

Il arrive parfois que les contreparties de la société soient mises à rudes épreuves sur le plan financier en raison de la volatilité des prix des produits de base et du marché, de l'instabilité économique et des modifications d'ordre politique ou réglementaire. Outre le fait de surveiller ces situations de près, un certain nombre de facteurs permettent à TC Énergie d'atténuer le risque de crédit lié aux contreparties auquel elle est exposée en cas de défaut, dont les suivants :

- les droits contractuels et recours ainsi que l'utilisation de garanties financières fondées sur des obligations contractuelles;
- les cadres réglementaires en place régissant certaines activités de TC Énergie;
- la position concurrentielle des actifs de la société et la demande pour des services qu'elle offre;
- le recouvrement éventuel de sommes impayées dans le cadre de procédures de mise en faillite et de procédures analogues.

La société passe 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. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2021 et 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

TC Énergie est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers car ces derniers détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les prêts à des sociétés liées, les autres actifs à court terme, les prêts à long terme à des sociétés liées, les placements restreints, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, les dividendes à payer, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. Ces instruments sont classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs, exception faite des titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable est égale à la juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021		2020	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme (note 19)	(38 661)	(45 615)	(36 885)	(46 054)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 20)	(8 939)	(9 236)	(8 498)	(8 908)
	(47 600)	(54 851)	(45 383)	(54 962)

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021		2020	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Juste valeur des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	—	26	—	17
Échéant entre 1 an et 5 ans	8	107	—	66
Échéant entre 5 et 10 ans	1 150	—	985	—
Échéant à plus de 10 ans	84	—	85	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	817	—	736	—
	2 059	133	1 806	83

1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé de la société.

3 Classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

4 Classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

exercices clos les 31 décembre	2021		2020		2019	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(en millions de dollars canadiens)						
Gains nets non réalisés (pertes nettes non réalisées)	45	(2)	130	1	32	3
Gains nets réalisés ³	3	—	20	1	60	—

1 Les gains attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains à titre d'actifs réglementaires.

2 Les gains et les pertes au titre des autres placements restreints sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé des résultats de la société.

3 Les gains et les pertes réalisés sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés sur produits de base a été calculée à l'aide de cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur. Les variations de la juste valeur sont quant à elles imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments 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 découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont censés être recouverts ou remboursés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)				
Produits de base ²	—	—	122	122
Change	—	10	37	47
	—	10	159	169
Autres actifs à long terme (note 14)				
Produits de base ²	—	—	8	8
Change	—	32	6	38
Taux d'intérêt ³	2	—	—	2
	2	32	14	48
Total des actifs dérivés	2	42	173	217
Créditeurs et autres (note 16)				
Produits de base ²	(23)	—	(138)	(161)
Change	—	(4)	(46)	(50)
Taux d'intérêt ³	(10)	—	—	(10)
	(33)	(4)	(184)	(221)
Autres passifs à long terme (note 17)				
Produits de base ²	(4)	—	(6)	(10)
Change	—	(19)	(10)	(29)
Taux d'intérêt ³	(8)	—	—	(8)
	(12)	(19)	(16)	(47)
Total des passifs dérivés	(45)	(23)	(200)	(268)
Total des instruments dérivés	(43)	19	(27)	(51)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, un paiement de l'ordre de 10 millions de dollars visant à régler une perte afférente à des instruments financiers a été porté dans les (sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2020	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
(en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à court terme (note 7)				
Produits de base ²	—	—	13	13
Change	—	47	175	222
	—	47	188	235
Autres actifs à long terme (note 14)				
Change	—	22	19	41
	—	22	19	41
Total des actifs dérivés	—	69	207	276
Créditeurs et autres (note 16)				
Produits de base ²	(8)	—	(32)	(40)
Change	—	(1)	(10)	(11)
Taux d'intérêt ³	(21)	—	—	(21)
	(29)	(1)	(42)	(72)
Autres passifs à long terme (note 17)				
Produits de base ²	(6)	—	(4)	(10)
Taux d'intérêt ³	(49)	—	—	(49)
	(55)	—	(4)	(59)
Total des passifs dérivés	(84)	(1)	(46)	(131)
Total des instruments dérivés	(84)	68	161	145

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, un paiement de l'ordre de 130 millions de dollars visant à régler une perte afférente à des instruments financiers a été porté dans les (sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers se présentent comme suit :

au 31 décembre 2021	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	553	104	34	—	—
Ventes ¹	1 043	52	38	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	6 636	650
Millions de pesos mexicains	—	—	—	5 500	—
Dates d'échéance	2022-2026	2022-2027	2022	2022-2026	2024-2026

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2020	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	185	13	26	—	—
Ventes ¹	1 786	14	30	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	4 432	1 100
Millions de pesos mexicains	—	—	—	1 700	—
Dates d'échéance	2021-2025	2021-2027	2021	2021-2022	2022-2026

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

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

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	9	(23)	(111)
Change	(203)	126	245
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	287	183	378
Change	240	(33)	(70)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures²			
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(44)	6	(6)
Taux d'intérêt	(32)	(16)	2

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

2 En 2021, 2020 et 2019, aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits 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.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 24) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2021	2020	2019
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	(35)	(5)	(15)
Taux d'intérêt	22	(766)	(63)
	(13)	(771)	(78)

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste valeur ou de flux de trésorerie :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	—	(3)	(19)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	1	1
Couvertures de flux de trésorerie			
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}			
Contrats de taux d'intérêt ¹	(46)	(648)	(12)
Contrats sur produits de base ⁴	(22)	(1)	(7)

- 1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats, à l'exception d'une perte de 613 millions de dollars inscrite en mai 2020 afférente à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement lié au projet visant la construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé suivant la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP. La perte a été incluse au poste Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 2 Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.
- 3 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.
- 4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie et du stockage à l'état consolidé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Les tableaux qui suivent illustrent l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 décembre 2021	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
(en millions de dollars canadiens)			
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	130	(91)	39
Change	85	(54)	31
Taux d'intérêt	2	(1)	1
	217	(146)	71
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(171)	91	(80)
Change	(79)	54	(25)
Taux d'intérêt	(18)	1	(17)
	(268)	146	(122)

- 1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2020 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	13	(7)	6
Change	263	(11)	252
	276	(18)	258
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(50)	7	(43)
Change	(11)	11	—
Taux d'intérêt	(70)	—	(70)
	(131)	18	(113)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, la société a fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 144 millions de dollars et des lettres de crédit de 130 millions de dollars au 31 décembre 2021 (54 millions de dollars et 15 millions de dollars en 2020, respectivement). Au 31 décembre 2021, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie et le solde des lettres de crédit fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs se chiffrait à 6 millions de dollars (respectivement de néant et de néant en 2020).

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2021, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 5 millions de dollars (4 millions de dollars en 2020), et la société a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2021, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

au 31 décembre 2021	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	39	91	—	130
Change	—	85	—	85
Taux d'intérêt	—	2	—	2
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(49)	(116)	(6)	(171)
Change	—	(79)	—	(79)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	(18)
	(10)	(35)	(6)	(51)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

au 31 décembre 2020	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	3	10	—	13
Change	—	263	—	263
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(15)	(31)	(4)	(50)
Change	—	(11)	—	(11)
Taux d'intérêt	—	(70)	—	(70)
	(12)	161	(4)	145

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2021	2020
Solde au début de l'exercice	(4)	(7)
Total des (pertes) gains comptabilisés dans le bénéfice net	(3)	3
Règlements	1	—
Solde à la fin de l'exercice¹	(6)	(4)

1 Les produits comprennent des pertes non réalisées de 3 millions de dollars (gains non réalisés de 3 millions de dollars en 2020) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2021.

27. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
(Augmentation) diminution des débiteurs	(925)	129	31
Augmentation des stocks	(93)	(55)	(42)
Augmentation des autres actifs à court terme	(141)	(221)	(15)
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	890	(162)	352
Diminution des intérêts courus	(18)	(18)	(33)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(287)	(327)	293

28. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – Canada

Coastal GasLink LP

En mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP à des tiers pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 364 millions de dollars avant les impôts (402 millions de dollars après les impôts). Le gain avant les impôts comprenait un montant de 231 millions de dollars en lien avec la réévaluation requise de la participation de 35 % que conserve la société à la juste valeur; cette réévaluation se fonde sur le produit réalisé de la vente de la participation de 65 %. Ce gain tenait également compte du reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice de la juste valeur d'un instrument dérivé servant à couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction de Coastal GasLink. Le gain après les impôts de 402 millions de dollars rendait compte aussi de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Dans le cadre de cette transaction, Coastal GasLink LP avait confié en sous-traitance à TC Énergie la construction et l'exploitation du gazoduc. TC Énergie recourt à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser, dans les états financiers consolidés de la société, sa participation résiduelle de 35 %.

Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink LP a prélevé 1,6 milliard de dollars sur les facilités de crédit garanties pour le financement de projet à long terme, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie.

Gazoducs – États-Unis

Actifs de Columbia Midstream

En août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à un tiers pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture.

La société a inscrit un gain sur la vente de 21 millions de dollars avant les impôts (une perte de 152 millions de dollars après les impôts) lequel tient compte de l'incidence de gains de change de 4 millions de dollars reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net et d'un écart d'acquisition de 595 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'était pas déductible aux fins de l'impôt. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Cette vente ne comprenait aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, l'entreprise d'exploitation des minéraux de la société située dans le bassin des Appalaches.

En 2020, au moment de produire ses déclarations de revenu annuelles pour 2019 visant ses activités américaines, la société a inscrit un recouvrement d'impôts de 18 millions de dollars en lien avec la vente.

Columbia Pipeline Group, Inc.

Au moment de l'acquisition de Columbia en juillet 2016, certains actionnaires de Columbia ont exprimé leur désaccord à l'égard de la transaction et ils n'ont pas remis leurs actions. En octobre 2019, TC Énergie a versé un montant totalisant 373 millions de dollars (284 millions de dollars US) aux actionnaires dissidents de Columbia, ce qui correspond à la valeur d'expertise de leurs actions aux termes d'une décision d'un tribunal, confirmant ainsi le prix d'achat initial de l'action de Columbia, soit 25,50 \$ US plus les intérêts courus.

Pipelines de liquides

Northern Courier

En juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à un tiers pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de la participation résiduelle de 15 % de la société à la juste valeur. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Après les impôts, le gain de 115 millions de dollars reflétait l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars et le produit qui en découle a été versé intégralement à TC Énergie.

Le 30 novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier à un tiers pour un produit brut d'environ 35 millions de dollars, ce qui a donné lieu à un gain de 13 millions de dollars avant les impôts (19 millions de dollars après les impôts). Le gain avant les impôts est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats.

Énergie et stockage

TransCanada Turbines Ltd.

En novembre 2020, TC Énergie a acquis la participation résiduelle de 50 % dans TransCanada Turbines Ltd. (« TC Turbines ») pour une contrepartie de 67 millions de dollars US en trésorerie. TC Turbines offre des services de révision des travaux, de réparation, de fourniture de pièces et de maintenance de turbines à gaz industrielles. L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises et l'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge n'a pas donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition. Auparavant, TC Énergie tenait compte de sa participation de 50 % dans TC Turbines selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Elle a toutefois commencé à consolider entièrement les résultats de TC Turbines à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma sur les produits et le bénéfice net de la société pour chacune des périodes n'est pas significative.

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

En avril 2020, la société a réalisé la vente de ses centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture. La perte totale de 676 millions de dollars avant les impôts (470 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tenait compte des pertes comptabilisées en 2019, alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente, ainsi qu'un ajustement postérieur à la clôture en 2021 et aussi l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. La perte avant les impôts a été prise en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Cette perte pourrait être encore révisée ultérieurement au moment du règlement des réclamations d'assurance en cours.

Centrale de Coolidge

En mai 2019, la société a réalisé la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à Salt River Projet Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, conformément au droit contractuel de premier refus de SRP, pour un produit de 448 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente, avant les impôts, de 68 millions de dollars (54 millions de dollars après les impôts) lequel comprend l'incidence des gains de change de 9 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats.

29. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

TC Énergie et ses sociétés liées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires. Les achats effectués en vertu de ces contrats se sont chiffrés à 239 millions de dollars en 2021 (224 millions de dollars en 2020; 236 millions de dollars en 2019).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire d'une durée de 8 à 15 ans visant l'achat de la totalité de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Les paiements futurs ne peuvent être raisonnablement estimés puisqu'ils sont tributaires de la quantité d'électricité produite.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées 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. Au 31 décembre 2021, TC Énergie avait les engagements suivants au titre des dépenses en immobilisations :

- un montant d'environ 1,5 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Canada, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets d'expansion du réseau de gazoducs de NGTL;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs aux États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoduc d'ANR et de Columbia Gas;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Mexique, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux gazoducs de Tula et Villa de Reyes;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur des pipelines de liquides, se rapportant principalement aux projets d'investissement sur la côte américaine du golfe du Mexique;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur de l'énergie et du stockage, se rapportant à la quote-part de la société dans les engagements au titre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2021, la société avait constaté quelque 30 millions de dollars (24 millions de dollars en 2020) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état en cours pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. Les montants en cause dans le cadre de ces actions ne peuvent être estimés de façon raisonnable puisqu'il n'est pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances. La direction estime que leur règlement ultime, exclusion faite de l'action en justice afférente à Keystone XL, décrite ci-après, n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Le 22 novembre 2021, TC Énergie a déposé une demande d'arbitrage afin d'instituer officiellement une requête en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») visant à compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel relatif au projet d'oléoduc Keystone XL. La société cherchera à obtenir des dommages-intérêts de plus de 15 milliards de dollars US en raison du manquement du gouvernement des États-Unis à ses obligations en vertu de l'ALENA. Cette requête étant à un stade préliminaire, il est actuellement impossible d'établir à quel moment l'issue sera connue.

Garanties

Le 30 novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier et elle a par la suite libéré toutes les garanties connexes. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. En tant qu'exploitant du pipeline Northern Courier avant la vente, TC Énergie avait garanti la performance financière du pipeline relativement aux services de livraison et à ceux liés aux terminaux qui se rapportent au bitume et au diluant ainsi que les obligations financières conditionnelles relativement aux contrats de sous-location.

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. Ces ententes sont assorties d'une garantie et d'une lettre de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel.

TC Énergie et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est comptabilisée dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)		2021		2020	
		Échéance	Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹
Sur de Texas	jusqu'en 2043	93	—	100	—
Bruce Power	jusqu'en 2023	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	jusqu'en 2043	80	4	78	4
Pipeline Northern Courier ²		—	—	300	26
		261	4	566	30

1 Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

2 Le 30 novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier et elle a par la suite libéré toutes les garanties connexes. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

30. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Une EDDV s'entend d'une entité juridique qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont considérées comme des EDDV non consolidées et elles sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques dans lesquelles la société est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV ou qui ne sont pas considérés comme des entreprises s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	2021	2020
(en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	72	254
Débiteurs	70	61
Stocks	28	26
Autres actifs à court terme	13	11
	183	352
Immobilisations corporelles	3 672	3 325
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	890	714
Écart d'acquisition	421	424
Autres actifs à long terme	—	8
	5 166	4 823
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	232	109
Participation sans contrôle rachetable	—	633
Intérêts courus	17	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	29	579
	278	1 342
Passifs réglementaires	66	60
Autres passifs à long terme	1	11
Passifs d'impôts reportés	13	12
Dette à long terme	2 025	2 468
	2 383	3 893

Au 31 décembre 2020, certaines EDDV consolidées détenaient une participation sans contrôle rachetable qui avait priorité de rang sur la participation de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités juridiques dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Bilan		
Prêt à une société liée (note 11)	1	—
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	4 493	3 306
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres ¹	1 605	1 371
Prêt à long terme à une société liée (note 11)	238	—
Hors bilan²		
Coastal GasLink ³	3 037	1 107
Bruce Power	974	1 183
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc ¹	171	399
Risque maximal de perte	10 519	7 366

- 1 Le 30 novembre 2021, la société a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 2 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.
- 3 Comprend le montant total fixé à 3 275 millions de dollars en vertu d'une convention de prêt subordonnée conclue avec Coastal GasLink LP duquel est retranché l'encours de 238 millions de dollars aux termes de cette convention de prêt en date du 31 décembre 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

Renseignements à l'intention des actionnaires

TC Énergie est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs.

Communiquez avec :

Gavin Wylie

Vice-président, Relations avec les investisseurs

Téléphone : **1-403-920-7911**

Sans frais : **1-800-361-6522**

Courriel : **investor_relations@tcenergy.com**

Site Web : **TCEnergy.com/Investors**

Renseignements sur les actions

Actions ordinaires (TSX, NYSE) : TRP

Actions privilégiées (TSX) :

Série 1 : TRP.PR.A

Série 2 : TRP.PR.F

Série 3 : TRP.PR.B

Série 4 : TRP.PR.H

Série 5 : TRP.PR.C

Série 6 : TRP.PR.I

Série 7 : TRP.PR.D

Série 9 : TRP.PR.E

Série 11 : TRP.PR.G

Série 15 : TRP.PR.K

Prenez part à nos discussions en ligne



Facebook :

@TCEnergyCorporation

Instagram :

@TCEnergy

LinkedIn :

@TC Energy

Twitter :

@TCEnergy

Agent des transferts

Services aux investisseurs Computershare Inc.

100 University Avenue, 8th Floor

Toronto (Ontario) Canada M5J 2Y1

Téléphone : **1-514-982-7959**

Sans frais : **1-800-340-5024**

Télécopieur : **1-888-453-0330**

Courriel : **tcenergy@computershare.com**

Siège social de la société

Corporation TC Énergie

450 – 1st Street S.W.

Calgary (Alberta) Canada T2P 5H1



Visitez notre site Web pour plus d'information :
TCnergie.com

Consultez notre rapport annuel en ligne :
TCnergie.com/RapportAnnuel

Imprimé au Canada
Février 2022

