

Rapport annuel 2020

Fournir aux gens l'énergie dont
ils ont besoin chaque jour.

Points saillants des résultats financiers

Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)



Résultat comparable par action ordinaire¹ (en dollars)



Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars)



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



Résultat comparable¹ (en millions de dollars)



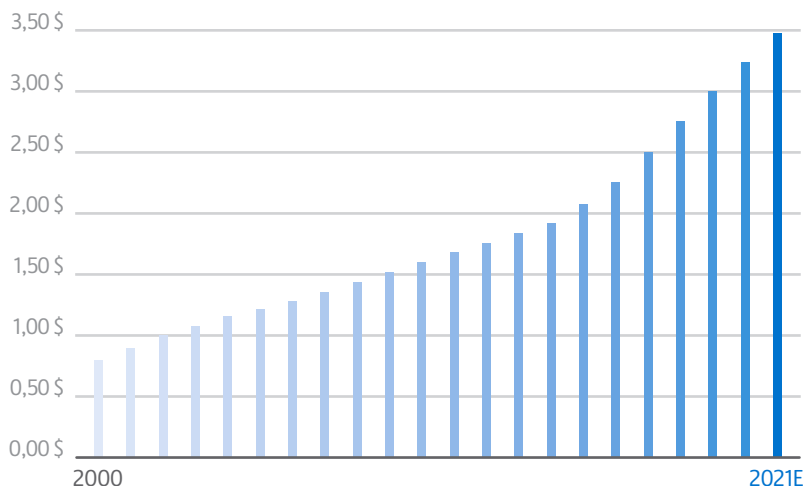
BAlIA comparable¹ (en millions de dollars)



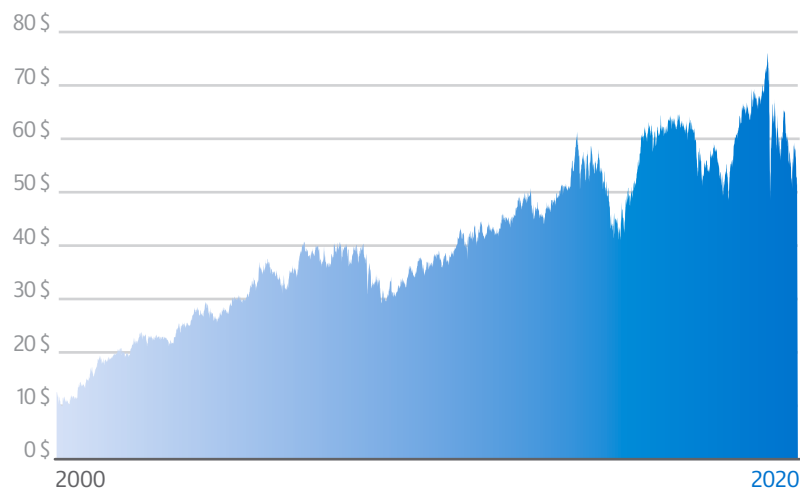
Fonds provenant de l'exploitation comparables¹ (en millions de dollars)



Croissance du dividende



Cours des actions ordinaires – Bourse de Toronto



12 % rendement annuel moyen pour les actionnaires depuis 2000

(1) Mesures non conformes aux PCGR qui ne constituent pas des mesures définies prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis. Pour un complément d'information, il y a lieu de se reporter à la rubrique sur les mesures non conformes aux PCGR du rapport de gestion dans le rapport annuel 2020.

Informations prospectives et mesures non conformes aux PCGR

On fait référence dans ces pages à des informations prospectives et à certaines mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. 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, et sur les rapprochements des mesures non conformes aux PCGR aux mesures conformes aux PCGR directement comparables, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2020 de TC Énergie déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities Exchange Commission des États-Unis et pouvant être consulté à TCenergie.com.

À propos de TC Énergie

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

Nous jouons un rôle essentiel dans la vie de 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 pétrole brut, et à nos installations de production d'électricité et de stockage, nous assurons une présence vitale. Guidés par nos valeurs fondamentales de sécurité, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité, nos 7 500 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 négociées sur les bourses de Toronto (TSX) et de New York (NYSE) sous le symbole TRP.

Notre vision

Devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord en nous concentrant sur les occasions qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité là où nous bénéficions, ou pourrions bénéficier, d'un solide avantage concurrentiel.

ESG et TC Énergie


Nous sommes engagés à vous communiquer l'information dont vous avez besoin pour connaître notre approche et notre performance sur les questions d'ordre environnemental, social et de gouvernance (« ESG »). Pour des renseignements pertinents et à jour sur les questions ESG, consultez notre rapport annuel ou notre site TCEnergy.com/ESG (en anglais).



Santé et résilience en ces temps difficiles

Message de Russ et Siim





Partout dans le monde, le système de santé et l'économie ont été mis à l'épreuve de façon inédite en 2020. Nous avons été constamment inspirés par les sacrifices qu'ont fait des millions de personnes pour aider la société à surmonter toutes les difficultés causées par la pandémie de COVID-19. À toutes les personnes qui font leur part, nous disons merci.

Alors que nous avons tous dû nous adapter à des changements dans notre style de vie, les employés et les entreprises de TC Énergie sont demeurés en santé. En raison du rôle fondamental que jouent nos infrastructures dans l'approvisionnement en énergie en Amérique du Nord, nos services ont été considérés comme essentiels partout où nous exerçons nos activités. L'énergie que transportent nos réseaux, de façon discrète et fiable, a permis à des millions de foyers, d'hôpitaux, d'entreprises et d'autres services essentiels de continuer à soutenir les gens et les économies au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

C'est ainsi que nos activités n'ont pratiquement pas été touchées, même au cours d'une année tout sauf ordinaire. Nous avons trouvé de nouvelles façons de travailler ensemble et :

- + nous avons dégagé un résultat comparable record de 3,9 milliards de dollars, soit de 4,20 \$ par action ordinaire;
- + nous avons comptabilisé des fonds provenant de l'exploitation comparables inégalés de 7,4 milliards de dollars;
- + nous avons conclu plusieurs ententes importantes en collaboration avec nos clients;
- + nous avons fait progresser notre programme de projets d'investissement garantis de 20 milliards de dollars;
- + nous avons mis en service des projets d'une valeur d'environ 5,9 milliards de dollars.

Ces résultats témoignent de la débrouillardise de nos 7 500 employés, de la résilience de notre portefeuille d'actifs de 100 milliards de dollars et de notre modèle commercial à faible risque.

Une valeur économique et sociétale durable

Nous croyons dans le partage des retombées de notre succès avec nos parties prenantes. En 2020, nous avons travaillé plus fort que jamais pour acheter local autant que possible et avons versé des apports de plus de 31 millions de dollars à des organismes communautaires partout où nous sommes présents. Ce montant comprend 5,2 millions de dollars pour des causes touchant spécifiquement l'aide liée à la COVID-19, 8 millions de dollars pour des organismes autochtones et 5,4 millions de dollars attribués par nos employés à des causes qui leur tiennent à cœur. Notre personnel a aussi trouvé des moyens novateurs d'effectuer plus de 22 500 heures de bénévolat.

Durant la pandémie, nous n'avons pas perdu de vue notre objectif de zéro incident relatif à la sécurité et avons fait avancer nos activités d'exploitation et nos projets en respectant les protocoles liés à la COVID-19 afin de protéger nos employés et les collectivités. Nous avons investi plus de 14 millions de dollars dans des activités de recherche et développement et réalisé plus de 140 projets d'innovation axés sur la sécurité et la fiabilité des pipelines, les progrès technologiques et la durabilité.

Nous avons aussi réalisé des progrès notables dans le cadre de notre programme de durabilité en 2020, et nous vous invitons à lire notre rapport sur la durabilité ainsi qu'à consulter notre répertoire ESG en ligne pour en apprendre davantage. Comme toujours, vos précieux commentaires contribuent à façonner notre approche.

Des rendements pour les actionnaires prévisibles et durables

Depuis plus de deux décennies, nous sommes demeurés disciplinés dans notre modèle de répartition du capital et avons misé sur une stratégie prudente à long terme qui a produit des rendements constants pour les actionnaires à tous les stades du cycle économique. Nous avons remis environ 40 % de nos flux de trésorerie aux actionnaires sous la forme de dividendes solides et croissants, en investissant les 60 % restants dans des actifs complémentaires à faible risque qui continuent de stimuler la croissance du bénéfice et des flux de trésorerie par action et une valeur actionnariale durable.

En 2020, la valeur de ce modèle a encore une fois été validée. Nos actifs de nature similaire à ceux des services publics – dont environ 95 % sont assujettis à des tarifs réglementés et (ou) visés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables – ont encore une fois produit les résultats escomptés. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, nous avons dégagé un résultat comparable record de 4,20 \$ par action ordinaire, en hausse de 1,5 % par rapport à 2019, et nos fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 4 % pour s'établir à 7,4 milliards de dollars.

À la lumière de la vigueur de notre performance financière en 2020 et de la confiance que nous avons en notre avenir, le conseil d'administration a majoré, en février 2021, notre dividende trimestriel sur les actions ordinaires pour une 21^e année consécutive, le portant à 3,48 \$ par action sur une base annualisée, ce qui représente une hausse d'environ 7,4 %.

La demande d'énergie continuera de croître et la technologie utilisée évoluera aussi. TC Énergie continuera de jouer un rôle essentiel dans l'acheminement de l'énergie dont la société a besoin et de saisir les occasions d'investissement qui ne manqueront pas de se présenter dans le contexte d'une demande accrue et d'une transition vers un avenir plus faible en carbone.

Planifier pour assurer notre avenir

La planification de la relève est continuelle chez TC Énergie, et le conseil prend cette démarche très au sérieux. Depuis plusieurs années, le conseil évalue consciencieusement les compétences, l'expérience, l'historique de performance et les qualités personnelles que nécessite le rôle de chef de la direction. Lorsque Russ a annoncé son intention de partir à la retraite, nous avons bien préparé le terrain en vue d'une transition harmonieuse.

Nous avons entièrement confiance en la nomination de François Poirier pour succéder à Russ en tant que président et chef de la direction, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2021. François possède plus de 30 ans d'expérience pertinente

et il a joué un rôle central au sein de notre équipe de haute direction pendant plus de cinq ans, touchant à tous les aspects de nos activités. Il a montré un dévouement remarquable envers le succès à long terme de TC Énergie et fait preuve d'une vision forte, de leadership et d'engagement à l'égard de nos valeurs fondamentales.

Personne n'aurait pu prévoir le degré de complexité auquel nous avons fait face au cours de l'année, mais l'excellence en leadership requiert de l'agilité. Russ et François ont fait preuve de créativité et travaillé sans relâche pour assurer une transition en douceur. La période actuelle est stimulante pour orienter TC Énergie vers l'avenir, et nous savons que François, grâce à son intégrité, sa réflexion stratégique, son sens des affaires et l'importance qu'il accorde au bénéfice net, rendra de fiers services à la société.

Notre entreprise continue d'évoluer, et il en va de même pour notre conseil d'administration. Nous sommes heureux de souhaiter la bienvenue à M. Michael Culbert, à Mme Susan Jones et à M. David MacNaughton, qui ont tous été élus administrateurs lors de notre assemblée annuelle des actionnaires de 2020. Ces trois administrateurs apportent au conseil de solides compétences en leadership et en stratégie. M. Culbert possède une connaissance approfondie du secteur de l'énergie, Mme Jones est une experte chevronnée du commerce international, notamment en ce qui concerne les questions juridiques et réglementaires, et M. MacNaughton fera profiter le conseil de sa vaste expérience dans la fonction publique et l'élaboration de politiques. Ils représentent d'excellents atouts pour le conseil, et nous nous réjouissons des contributions qu'ils apporteront à TC Énergie au cours des prochaines années.

Nous tenons également à remercier M. Steve Williams pour ses services au conseil, car il ne se présente pas en vue d'être réélu cette année. Au cours de son mandat, M. Williams a été membre du comité de gouvernance et du comité des ressources humaines où, grâce à son sens des affaires, il a pu offrir un point de vue éclairé au conseil.

La rigueur de notre entreprise et l'importance que nous accordons à nos priorités fondamentales ne changeront pas. Nous sommes convaincus que le portefeuille d'actifs sans pareil de TC Énergie, son talent humain inégalé et la qualité exceptionnelle de sa gouvernance et de son leadership nous serviront aussi bien dans l'avenir qu'ils l'ont fait par le passé.

Nous vous remercions de votre soutien indéfectible.



Russ Girling
Président et chef de la direction (2010-2020)



Siim A. Vanaselja
Président du conseil

Trois entreprises complémentaires du secteur des infrastructures énergétiques



Gazoducs



25 % de la demande en Amérique du Nord

Notre réseau de gazoducs de 93 400 kilomètres (58 000 milles) achemine plus de 25 % de la demande quotidienne 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



Près de **3 milliards** de barils acheminés de façon sécuritaire

Notre réseau de pipelines de liquides de 4 900 kilomètres (3 000 milles) raccorde des sources de pétrole continentales en plein essor aux grands marchés et raffineries. Le réseau d'oléoducs Keystone transporte environ 20 % des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique, où il est transformé en combustible et en d'autres produits pétroliers utiles.

Énergie et stockage



Plus de **4 millions** de foyers alimentés

Nous détenons en propriété exclusive ou partielle sept installations de production d'électricité d'une capacité combinée d'environ 4 200 mégawatts (« MW ») – soit assez pour alimenter plus de quatre millions de foyers. Près de 75 % de notre capacité de production d'électricité est à faible teneur en émissions, et nous sommes un chef de file de l'aménagement et de l'exploitation de centrales électriques alimentées au gaz naturel à haute efficacité.

La première société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord , aujourd'hui et à l'avenir

Message de François Poirier



> Nous vivons un moment vraiment exaltant pour notre société, et je suis honoré d'en devenir le président et chef de la direction.

Russ était un leader visionnaire qui a su créer énormément de valeur pour les actionnaires. J'ai le privilège de perpétuer sa culture d'excellence et sa devise de « faire ce qui est juste ». Russ, je te dis merci pour ta contribution, ton mentorat et ta diligence d'une valeur inestimable. Tu nous as préparé un avenir brillant.

Des progrès qui comptent, pour les gens et pour notre planète

L'année 2020, bien qu'elle ait présenté certains des plus grands défis mondiaux de l'histoire récente, a aussi été le théâtre de progrès considérables dans les discussions portant sur la diversité, l'inclusion et les changements climatiques. La société s'attend à ce que l'énergie dont elle a besoin soit acheminée dans le respect de la planète et de ses habitants. Nous en exigeons tout autant.

L'an dernier, nous avons publié 10 nouveaux engagements envers la durabilité qui contribuent à l'atteinte des Objectifs de développement durable des Nations Unies. Nous nous sommes fixé des cibles en matière de sécurité, de santé mentale, d'investissement dans les collectivités, de diversité et d'inclusion, et avons renforcé notre engagement envers l'amélioration des relations à long terme avec les collectivités autochtones, les propriétaires fonciers, les gouvernements et les autorités de réglementation.

Dans l'ensemble de nos activités et de nos projets, nous continuons de mettre la priorité sur le contrôle, la réduction ou l'élimination de nos émissions de GES, lorsque cela est possible. Simultanément, nous exerçons une diligence raisonnable afin de cerner les moyens qui pourraient nous permettre de maximiser nos réductions d'émissions de GES d'ici 2050, et ce, sans compromettre notre devoir de protéger la valeur pour les actionnaires. Nous sommes persuadés que l'un n'exclut pas l'autre.

Une position incomparable en vue de la transition énergétique

Il y a de cela 70 ans, les visionnaires à la tête de notre entreprise ont vu l'occasion de transporter le gaz naturel à haute efficacité à travers le continent, depuis l'ouest où il était produit en abondance vers l'est où les besoins étaient criants. La construction du réseau principal au Canada a changé des vies. Des carburants solides, comme le charbon et le bois, ont été remplacés par une source fiable et constante de chauffage domestique : le gaz naturel à haute efficacité.

On pourrait dire que notre rôle dans la transition énergétique a commencé lorsque la société a été créée, en 1951. Depuis lors, nous avons acquis toujours plus d'expertise dans le spectre des énergies, notamment les liquides ainsi que l'énergie éolienne, solaire, hydraulique et nucléaire. Nous avons aussi consacré des ressources au développement et à l'étude de différentes solutions, y compris l'accumulation par pompage, l'hydrogène, la récupération de chaleur, le captage de carbone et bien d'autres innovations liées à l'énergie.

Nous croyons que le gaz naturel et le pétrole resteront des composantes incontournables de l'éventail des carburants dans le monde pendant des dizaines d'années encore. En raison de leur efficacité, de leur fiabilité et de leur prix abordable, ils sont nécessaires pour soutenir notre niveau de vie et pour compenser l'intermittence des sources de carburant à plus faibles émissions. Nous restons à l'affût des signaux et vérifions la résilience de notre portefeuille d'actifs en fonction de différents scénarios d'évolution énergétique, tout en respectant nos niveaux éprouvés de tolérance au risque.

Quel que soit son rythme, la transition énergétique nécessitera de l'expertise et des investissements qui se compteront en milliards de dollars. Nous avons les deux. Nous sommes d'avis que les occasions futures seront nombreuses pour nous, et nous devons répartir nos capitaux avec soin afin de bâtir un réseau énergétique encore plus moderne, plus robuste et plus responsable.

Une plateforme de croissance solide

Même si nous sommes déçus de la décision de révoquer le permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL en janvier 2021, notre plateforme de croissance demeure très solide. Notre réseau d'infrastructures énergétiques essentielles devrait participer à regarnir continuellement notre portefeuille de projets de croissance dans les années à venir. Les activités fondamentales et les perspectives de TC Énergie n'ont jamais été aussi fortes alors que le monde continue de consommer toutes sortes d'énergies.

À l'heure actuelle, notre programme de projets d'investissement garantis de 20 milliards de dollars comprend des projets qui viennent étendre et moderniser notre réseau actuel, tout en nous permettant de prévoir clairement les bénéfices et les flux de trésorerie qui seront générés lorsque les projets seront mis en service, essentiellement d'ici à 2023. Notre programme d'investissement englobe ce qui suit :

- + l'agrandissement du réseau de NGTL, qui réduit la dépendance au charbon de l'Ouest canadien;
- + l'avancement de Coastal GasLink qui, lorsqu'il sera achevé, déplacera vers l'Asie les sources de carburant à plus fortes émissions;
- + des travaux de mise à niveau et de modernisation en cours qui augmentent l'efficacité, ouvrent l'accès à des points d'exportation de GNL et rejoignent de nouveaux centres de demande à l'échelle de notre réseau de gazoducs aux États-Unis;
- + des infrastructures gazières nouvelles et novatrices qui déplacent le mazout vers le Mexique;
- + la croissance de notre portefeuille d'actifs du secteur Énergie et stockage, dont le programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power qui fournit de l'énergie propre à l'Ontario.

Collectivement avec un portefeuille appréciable d'autres projets de grande qualité semblables en cours d'aménagement, ce programme d'investissement devrait favoriser des rendements élevés pour les actionnaires pendant de nombreuses années. À la lumière de la confiance que nous avons en nos plans d'affaires, nous prévoyons majorer le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel de 5 % à 7 %.

Financer notre croissance

Vu la volatilité du marché l'an dernier, nous avons pris des mesures importantes pour bonifier substantiellement nos liquidités et notre situation financière, notamment l'émission de titres d'emprunt à long terme et

l'établissement temporaire de nouvelles facilités de crédit confirmées, ce qui a mis en relief notre accès continu aux marchés financiers. La conclusion de la vente de nos centrales électriques alimentées au gaz naturel en Ontario et d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink, ainsi que les facilités de crédit dédiées aux projets, sont venues renforcer notre bilan en matière de réaffectation fructueuse des capitaux.

Grâce à ces mesures, à nos flux de trésorerie abondants générés en interne et à nos notations de crédit parmi les meilleures du secteur, nous serons en mesure d'assurer le financement prudent de notre programme d'investissement.

Une gouvernance et un leadership forts

La capacité d'une entreprise à résister aux pires tempêtes réside en grande partie dans la surveillance exercée par son conseil d'administration, et ce n'est pas un hasard si TC Énergie a affiché une performance supérieure par le passé lorsque le marché était volatil. Depuis le début de la pandémie, nous avons tenu toutes les séances du conseil comme prévu. Nous avons mené des discussions franches en mode virtuel et supervisé attentivement les affaires de la société alors que notre équipe de haute direction nous guidait pendant cette période difficile. À maintes reprises, les membres de notre équipe de direction et nos 7 500 employés ont fait preuve d'expertise technique, de talents complémentaires et de cohésion pour manœuvrer consciencieusement parmi les occasions et les défis, avec ténacité et ouverture d'esprit.

J'envisage l'avenir de TC Énergie avec optimisme. Nous sommes dans une position incomparable pour être aujourd'hui et dans le futur la première société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. En réunissant les bonnes personnes, les bons actifs et des occasions propices, nous pourrions faire évoluer nos activités de manière à répondre aux besoins de la société et à dégager une importante valeur actionnariale à long terme.

Je serai heureux de poursuivre le dialogue avec vous et de recevoir vos commentaires.

Cordialement,



François Poirier
Président et chef de la direction

Rapport de gestion

Le 17 février 2021

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 2020.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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
• COVID-19	19
• Programme d'investissement	21
• Points saillants des résultats financiers de 2020	24
• Perspectives	32
ENTREPRISE DE GAZODUCS	33
GAZODUCS – CANADA	42
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	47
GAZODUCS – MEXIQUE	52
PIPELINES DE LIQUIDES	57
ÉNERGIE ET STOCKAGE	67
SIÈGE SOCIAL	78
SITUATION FINANCIÈRE	84
AUTRES RENSEIGNEMENTS	98
• Gestion des risques d'entreprise	98
• Contrôles et procédures	111
• Estimations comptables critiques	112
• Instruments financiers	113
• Transactions avec des parties liées	115
• Modifications comptables	116
• Résultats trimestriels	117
GLOSSAIRE	126

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 126. Tous les renseignements sont en date du 17 février 2021 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;
- 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;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- la charge de dépréciation que nous prévoyons devoir comptabiliser relativement à l'oléoduc Keystone XL au premier trimestre de 2021;
- 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

- 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

- 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 pipelinrières;
- 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 incorporels et de recouvrements contractuels liés à certains actifs qui se sont dépréciés, notamment ceux du projet 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;
- 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.

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 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 ajustements apportés aux taux d'imposition en vigueur et des provisions pour moins-value;
- 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, d'investissements et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. 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 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
BAIL 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 comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAIL comparable

Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAIL ») 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

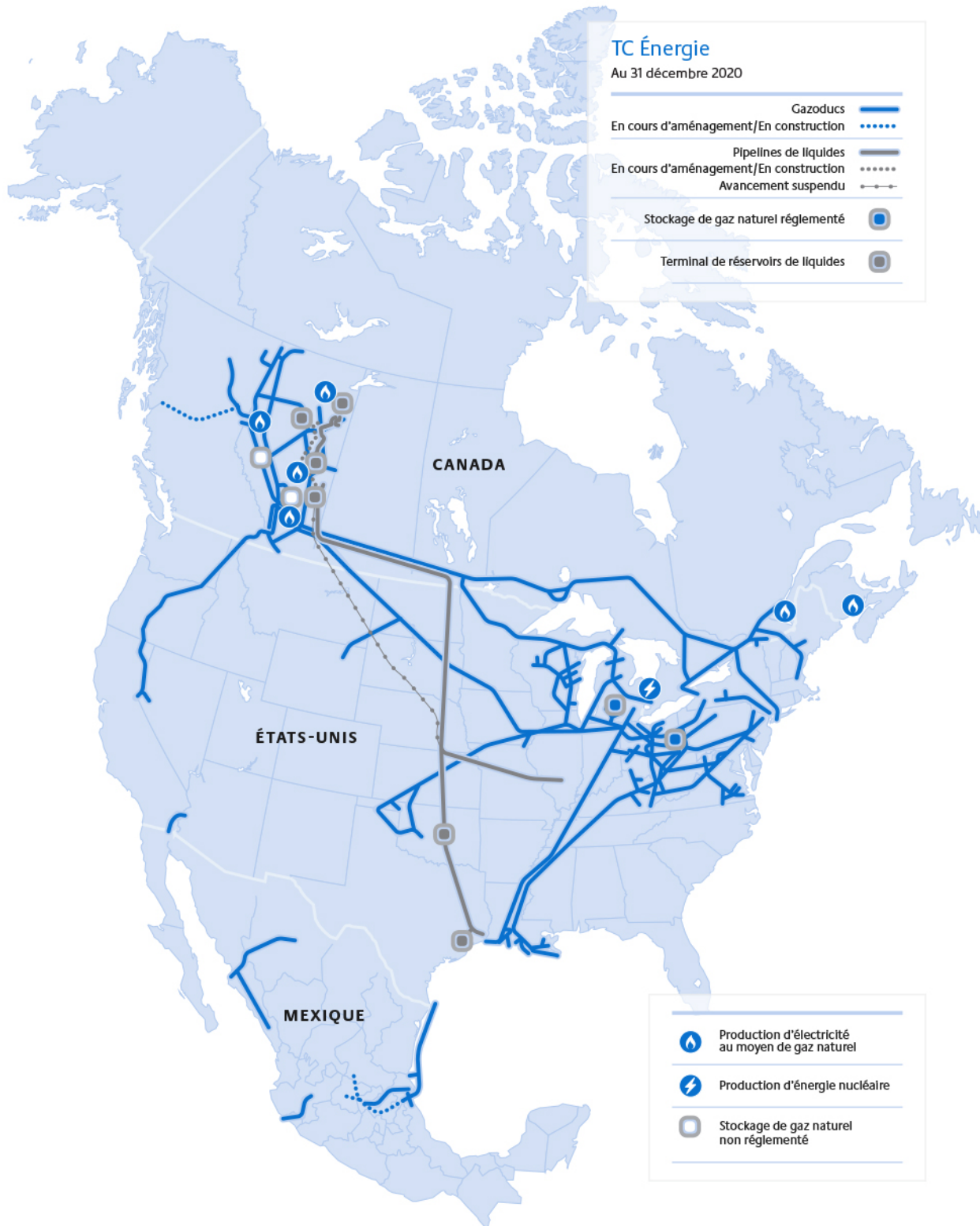
Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, 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. 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 production de rentrées par nos actifs. 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)	2020	2019
Total de l'actif par secteur		
Gazoducs – Canada ¹	22 852	21 983
Gazoducs – États-Unis	43 217	41 627
Gazoducs – Mexique	7 215	7 207
Pipelines de liquides	16 744	15 931
Énergie et stockage ²	5 062	7 788
Siège social	5 210	4 743
	100 300	99 279

1 Reflète la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership le 22 mai 2020.

2 Comprend nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario jusqu'à la vente de celles-ci, le 29 avril 2020.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019
Total des produits par secteur		
Gazoducs – Canada ¹	4 469	4 010
Gazoducs – États-Unis ²	5 031	4 978
Gazoducs – Mexique	716	603
Pipelines de liquides ³	2 371	2 879
Énergie et stockage ⁴	412	785
	12 999	13 255

1 Reflète la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership le 22 mai 2020.

2 Comprend les résultats de certains actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente, en août 2019.

3 Reflète la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier en juillet 2019.

4 Comprend nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario jusqu'à la vente de celles-ci, le 29 avril 2020, de même que la centrale électrique de Coolidge jusqu'à sa vente, en mai 2019.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2020	2019
BAIIA comparable par secteur		
Gazoducs – Canada ¹	2 566	2 274
Gazoducs – États-Unis ²	3 638	3 480
Gazoducs – Mexique	786	605
Pipelines de liquides ³	1 700	2 192
Énergie et stockage ⁴	677	832
Siège social	(16)	(17)
	9 351	9 366

1 Reflète la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership le 22 mai 2020.

2 Comprend les résultats de certains actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente, en août 2019.

3 Reflète la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier en juillet 2019.

4 Comprend nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario jusqu'à la vente de celles-ci, le 29 avril 2020, de même que la centrale électrique de Coolidge jusqu'à sa vente, en mai 2019.

NOTRE STRATÉGIE

Nous nous voyons devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, concentrée sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité là où nous bénéficions ou pourrions bénéficier d'un solide avantage concurrentiel.

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. 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 de 20 milliards de dollars destinés à des projets garantis et de 8 milliards de dollars destinés à des projets en cours d'aménagement bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial pour la plupart. 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 et tout à fait réalisables dans les corridors déjà exploités.
- Nous poursuivons l'aménagement de projets et la gestion des risques liés à la construction suivant une approche rigoureuse qui favorise la maximisation de la productivité des investissements et du rendement pour nos actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans notre expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinaires et d'autres installations énergétiques.
- La sécurité, le caractère exécutable, la rentabilité et la responsabilité à l'égard des facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») sous-tendent chacun de nos investissements.

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

- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel, qui accroissent la résilience future dans un contexte de transformation des sources d'énergie et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants qui cadrent avec nos préférences en matière de risque. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'entreprise » pour consulter un aperçu de nos risques d'entreprise.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance réglementés ou visés par des ententes commerciales à long terme dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage des projets.
- 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.
- 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 : 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.

- **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.
- **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. Nous avons récemment rendu publics nos dix engagements pour la durabilité, lors de la publication de notre Rapport de 2020 sur la durabilité; ces engagements s'inscrivent dans les Objectifs de développement durable des Nations Unies.
- **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 :

Vivre selon nos moyens

- 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 transformatrices.

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 du secteur intermédiaire 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.

COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé a annoncé le 11 mars 2020 que le nouveau coronavirus, responsable de la COVID-19, représentait une pandémie mondiale. Des plans de continuité des activités restent en place dans toute notre organisation, et 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. Nos activités sont pour la plupart jugées essentielles au Canada, aux États-Unis et au Mexique, étant donné le rôle important de nos infrastructures dans l'alimentation en énergie des marchés nord-américains. Nous sommes persuadés que nos solides plans de continuité et de reprise des activités des équipes essentielles, notamment celles affectées au contrôle du gaz naturel, des liquides et des centrales électriques et aux activités commerciales et sur le terrain, continueront d'assurer la livraison sécuritaire et fiable de l'énergie à nos clients.

Nous tirons environ 95 % de notre BAIIA comparable d'actifs à tarifs réglementés ou de contrats à long terme; par conséquent, nous sommes largement à l'abri de la volatilité à court terme associée aux fluctuations des volumes de production et des prix des marchandises. Sauf pour ce qui est des activités de maintenance et des facteurs saisonniers normaux, nous n'avons pas observé jusqu'ici de changement marqué dans l'utilisation de nos actifs, excepté en ce qui concerne le réseau d'oléoducs Keystone dont les volumes non liés à des contrats ont diminué et qui devraient rester au niveau actuel jusqu'à ce que la conjoncture du marché se rééquilibre et revienne à la normale. Nous n'avons pas subi non plus de grandes perturbations de notre chaîne d'approvisionnement.

En mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure relativement au programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 et à certains travaux de gestion d'actifs. Comme les travaux liés au RCP et à la gestion d'actifs se poursuivent, l'incidence finale du cas de force majeure survenu relativement au réacteur 6 de Bruce Power dépendra de la durée et de l'ampleur de la pandémie et du succès des mesures d'atténuation qui auront été prises durant la réalisation du projet. En décembre 2020, le gouvernement de la Colombie-Britannique a promulgué un décret pour restreindre le nombre de travailleurs sur les chantiers de construction du nord de la province. Ce décret va ralentir les travaux de construction prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink (« Coastal GasLink ») en 2021. L'ampleur des répercussions du décret dépendra de la durée de la période où il restera en vigueur. 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, en plus des conséquences sur le programme de RCP du réacteur 6 de Bruce Power et la construction de Coastal GasLink, mais nous avons observé un certain ralentissement de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations en 2020. Cela s'explique en grande partie par les retards dans le processus d'obtention des permis, car les organismes de réglementation ont été dans l'impossibilité de traiter les demandes de permis et de mener les consultations selon les calendriers prévus à l'origine.

En 2020, les marchés des capitaux ont connu des périodes de très grande volatilité et les liquidités se sont raréfiées. Malgré ces conditions difficiles, nous avons été en mesure d'accroître nos liquidités en continuant d'accéder aux marchés des capitaux d'emprunt, ainsi qu'en réalisant d'importantes opérations de gestion de portefeuille et en concluant des facilités de crédit confirmées complémentaires, qui ont été résiliées au quatrième trimestre puisqu'elles n'étaient plus nécessaires. Grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et à diverses autres sources de financement auxquelles nous avons accès, nous sommes persuadés d'être en bonne posture pour financer nos obligations, même s'il devait arriver que des conditions de marché aussi difficiles se produisent à nouveau.

La pandémie de COVID-19 et les perturbations sans précédent de l'offre et de la demande d'énergie ont frappé de plein fouet certains de nos clients. Le risque lié aux contreparties s'est donc accru, d'autant que les effets à long terme de la pandémie et ses répercussions sur nos clients sont difficiles à prévoir. Cependant, nous ne prévoyons pas que cet accroissement du risque aura des répercussions négatives significatives sur notre résultat ou nos flux de trésorerie en 2021.

Depuis le début de la pandémie, nous nous sommes efforcés d'en comprendre les répercussions sur les collectivités où nous exerçons nos activités et de répondre aux besoins de celles-ci. Axé sur les besoins primordiaux des membres des collectivités visées, notre soutien a ciblé principalement la sécurité alimentaire et le soutien des premiers répondants. Nos projets d'investissement de plusieurs milliards de dollars se poursuivent; si possible, nous continuerons de nous efforcer de privilégier la main-d'œuvre et les fournisseurs locaux, de recourir aux petites entreprises et de créer de l'emploi dans nombre des collectivités qui ont été particulièrement frappées par la crise sanitaire.

L'ampleur de la crise sanitaire actuelle et ses répercussions à long terme sur l'économie mondiale ne sont pas encore connues dans leur entièreté. Jusqu'à présent, son effet se manifeste notamment par une extrême volatilité des marchés financiers et des prix des produits de base, de même que par une réduction marquée de l'activité économique générale, la fermeture prolongée d'entreprises et de graves perturbations de la chaîne d'approvisionnement. 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 fort 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 », les rubriques « Faits marquants » de chaque secteur d'activité, « Situation financière » et « Risque et instruments financiers ».

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.

Notre programme d'investissement comprend un montant de 20 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. Notre programme comprend en outre une somme de 8 milliards de dollars de projets en cours d'aménagement, qui bénéficient d'un soutien commercial (sauf mention contraire), mais l'échéancier de réalisation et les coûts de projet qui s'y rapportent sont plus incertains et sont conditionnels à l'obtention de certaines autorisations d'importance capitale.

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 2020, des projets d'investissement visant la capacité totalisant environ 5,9 milliards de dollars ont été mis en service; il s'agit principalement de prolongements du réseau de NGTL. 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 des conditions météorologiques, des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires, entre autres facteurs, de même qu'à cause des restrictions et de l'incertitude entourant les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19. Les montants figurant dans les tableaux ci-après ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable au 31 décembre 2020
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2021-2024	0,2	0,1
Réseau de NGTL ²	2021	1,4	0,9
	2022	3,1	0,1
	2023	1,7	0,1
	2024+	0,5	—
Coastal GasLink ³	2023	0,2	0,2
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2021-2023	2,0	—
Gazoducs – États-Unis			
Autres investissements dans la capacité	2021-2023	2,3 US	0,7 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2021-2023	2,0 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2021	0,9 US	0,8 US
Tula ⁴	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Keystone XL ⁵	—	—	2,0 US
Autres investissements dans la capacité	2022	0,1 US	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2021-2023	0,1	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁶	2021-2024	2,6	1,2
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁷	2021-2023	0,6	—
		18,5	6,7
Incidence du change sur les projets garantis ⁸		1,7	1,1
Total des projets garantis (en dollars CA)		20,2	7,8

1 Reflète l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP, 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 0,5 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de gazoducs Foothills relié au programme d'expansion du parcours ouest en 2023.

3 Le 22 mai 2020, nous avons vendu une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership et comptabilisons depuis lors à la valeur de consolidation notre participation résiduelle de 35 %. Par conséquent, le coût du projet et sa valeur comptable estimatifs reflètent uniquement la quote-part de nos apports 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'examen en cours du coût et du calendrier du projet.

4 Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès des consultations que mène le Secrétariat de l'Énergie auprès de la population autochtone. L'achèvement du projet est prévu environ deux ans après la fin des consultations. Le tronçon est du pipeline de Tula est prêt à assurer des services de transport interruptibles.

5 L'avancement du projet Keystone XL a été suspendu, après la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel, le temps que nous évaluions les conséquences de cette décision et les options qui s'offrent à nous. Nous prévoyons qu'il faudra comptabiliser une charge de dépréciation d'actif au premier trimestre de 2021. La valeur comptable du projet Keystone XL tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation de 2015, de même que d'autres montants dépensés et capitalisés depuis janvier 2018. Une partie de cette valeur comptable a été financée par des subventions du gouvernement de l'Alberta ou est assujettie à un recouvrement de la part des expéditeurs qui ont signé des contrats. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions à ce sujet.

6 Reflète nos apports en trésorerie prévus relativement aux coûts du programme de RCP du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2024 conformément au programme de gestion d'actifs.

7 Comprend les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs des installations du secteur Énergie et stockage.

8 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,28 au 31 décembre 2020.

Projets en cours d'aménagement

Les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous reflètent les estimations les plus récentes pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis par la direction.

(en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet	Valeur comptable au 31 décembre 2020
Gazoducs – États-Unis		
Autres investissements dans la capacité ²	0,3 US	—
Pipelines de liquides		
Pipeline Heartland et terminaux de TC ^{3,4}	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 ³	0,7	—
Terminal de Keystone à Hardisty ^{3,4}	0,3	0,1
Énergie et stockage		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	5,9	0,2
	8,1	0,4
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁶	0,1	—
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	8,2	0,4

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, ainsi que l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP.

2 Comprend les projets assujettis à l'obtention d'une décision d'investissement finale positive de la part des clients.

3 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.

4 La direction passe actuellement en revue la viabilité de ces projets par suite de la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présentiel relatif à l'oléoduc Keystone XL.

5 Reflète notre quote-part des coûts du programme de RCP des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2024.

6 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,28 au 31 décembre 2020.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2020

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 11 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et les pages 27 et 86 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)	2020	2019	2018
Bénéfice			
Produits	12 999	13 255	13 679
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	4 457	3 976	3 539
par action ordinaire – de base	4,74 \$	4,28 \$	3,92 \$
BAIIA comparable	9 351	9 366	8 563
Résultat comparable	3 945	3 851	3 480
par action ordinaire	4,20 \$	4,14 \$	3,86 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 058	7 082	6 555
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 385	7 117	6 522
Dépenses d'investissement ¹	8 900	8 784	10 929
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	3 407	2 398	614
Remboursement de coûts liés aux projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	470
Bilan			
Total de l'actif	100 300	99 279	98 920
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	36 885	36 985	39 971
Billets subordonnés de rang inférieur	8 498	8 614	7 508
Participation sans contrôle rachetable ²	393	—	—
Actions privilégiées	3 980	3 980	3 980
Participations sans contrôle	1 682	1 634	1 655
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	27 418	26 783	25 358
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,24 \$	3,00 \$	2,76 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	940	929	902
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	940	938	918

1 Comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

2 Participation sans contrôle rachetable classée en tant que capitaux propres mezzanine.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2020	2019	2018
Gazoducs – Canada	1 657	1 115	1 250
Gazoducs – États-Unis	2 837	2 747	1 700
Gazoducs – Mexique	669	490	510
Pipelines de liquides	1 359	1 848	1 579
Énergie et stockage	181	455	779
Siège social	70	(70)	(54)
Total du bénéfice sectoriel	6 773	6 585	5 764
Intérêts débiteurs	(2 228)	(2 333)	(2 265)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	349	475	526
Intérêts créditeurs et autres	213	460	(76)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 107	5 187	3 949
Charge d'impôts	(194)	(754)	(432)
Bénéfice net	4 913	4 433	3 517
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(297)	(293)	185
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	4 616	4 140	3 702
Dividendes sur les actions privilégiées	(159)	(164)	(163)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	4 457	3 976	3 539
Bénéfice net par action ordinaire			
– de base	4,74 \$	4,28 \$	3,92 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré en 2020 à 4,5 milliards de dollars, ou 4,74 \$ par action (4,0 milliards de dollars, ou 4,28 \$ par action, en 2019; 3,5 milliards de dollars, ou 3,92 \$ par action, en 2018). Le bénéfice net par action ordinaire a augmenté de 0,46 \$ en 2020 comparativement à 2019 et de 0,36 \$ en 2019 comparativement à 2018 en raison de la croissance du bénéfice net; l'augmentation reflète également l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019 et en 2018 et dans le cadre de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

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

2020

- 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 »);
- des reprises totalisant 299 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts se rapportant essentiellement à la réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation était jugée plus probable qu'improbable en raison de notre décision de poursuivre le projet Keystone XL, prise le 31 mars 2020. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section sur les pipelines de liquides pour obtenir plus de précisions;
- un recouvrement d'impôts additionnel de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream;
- une perte de 283 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui ont été vendues le 29 avril 2020. Le cumul de la perte comptabilisée relativement à cette transaction en 2019, au moment du classement des centrales dans les actifs destinés à la vente, se chiffrait à 477 millions de dollars, après les impôts.

2019

- 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;

- une perte de 194 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui étaient destinées à la vente;
- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente partielle de Northern Courier;
- 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.

2018

- une perte nette de 4 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse par suite de changements apportés à la fiscalité américaine;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts inscrit relativement à la résiliation de contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats » 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)	2020	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	4 457	3 976	3 539
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	(402)	—	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	(299)	(195)	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	(18)	152	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	283	194	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	—	(115)	—
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	4
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	—	—	(143)
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	—	—	(115)
Réforme fiscale aux États-Unis	—	—	(52)
Gain net sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	(27)
Résiliation des contrats liant Bison	—	—	(25)
Dépréciation des actifs de Bison	—	—	140
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	—	15
Activités de gestion des risques ¹	(76)	(81)	144
Résultat comparable	3 945	3 851	3 480
Bénéfice net par action ordinaire	4,74 \$	4,28 \$	3,92 \$
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)	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	(0,02)	0,16	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	0,30	0,21	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	—	(0,12)	—
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	0,01
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	—	—	(0,16)
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	—	—	(0,13)
Réforme fiscale aux États-Unis	—	—	(0,06)
Gain net sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	(0,03)
Résiliation des contrats liant Bison	—	—	(0,03)
Dépréciation des actifs de Bison	—	—	0,16
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	—	0,02
Activités de gestion des risques	(0,07)	(0,10)	0,16
Résultat comparable par action ordinaire	4,20 \$	4,14 \$	3,86 \$

1 exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Commercialisation des liquides	(9)	(72)	71
Installations énergétiques au Canada	(2)	—	3
Installations énergétiques aux États-Unis	—	(52)	(11)
Stockage de gaz naturel	(13)	(11)	(11)
Change	126	245	(248)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(26)	(29)	52
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	76	81	(144)

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)	2020	2019	2018
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	2 566	2 274	2 379
Gazoducs – États-Unis	3 638	3 480	3 035
Gazoducs – Mexique	786	605	607
Pipelines de liquides	1 700	2 192	1 849
Énergie et stockage	677	832	752
Siège social	(16)	(17)	(59)
BAIIA comparable	9 351	9 366	8 563
Amortissement	(2 590)	(2 464)	(2 350)
Intérêts débiteurs	(2 228)	(2 333)	(2 265)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	349	475	526
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	173	162	177
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(654)	(898)	(693)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(297)	(293)	(315)
Dividendes sur les actions privilégiées	(159)	(164)	(163)
Résultat comparable	3 945	3 851	3 480
Résultat comparable par action ordinaire	4,20 \$	4,14 \$	3,86 \$

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, le 17 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'explique en grande partie par la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020, et de 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 tient compte des produits de 55 millions de dollars US, comptabilisés au premier trimestre de 2020, et correspondant aux frais associés à la construction de Sur de Texas;
- 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 de nos activités libellées en dollars américains.

BAlIA comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le BAlIA comparable de 2019 avait été supérieur de 803 millions de dollars à celui de 2018, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis découlant essentiellement du résultat supplémentaire tiré de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancé par le résultat inférieur occasionné par la résiliation de contrats liant Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) et la vente de certains actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat tiré des activités de commercialisation des liquides, en partie annulé par le recul du résultat par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019;
- le résultat plus élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable à l'accroissement des résultats de Bruce Power sous l'effet de la hausse des prix de l'électricité réalisés, facteur en partie contrebalancé par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne fin 2018 et la vente de la centrale de Coolidge, en mai 2019;
- l'apport moins élevé des gazoducs au Canada imputable principalement à la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau principal au Canada par suite de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période 2018-2020 (la « décision de 2018 de l'ONÉ ») et au réseau de NGTL par suite de l'instauration par le gouvernement canadien de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt; ces facteurs avaient été en partie neutralisés par la hausse du résultat de base et l'amortissement liés au réseau de NGTL, où plusieurs installations additionnelles avaient été mises en service;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités libellées en dollars américains.

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 et l'amortissement, l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt en 2019 et la charge d'amortissement accrue influent sur notre BAlIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le résultat comparable de 2020 a été supérieur de 94 millions de dollars, ou 0,06 \$ par action ordinaire, à celui de 2019. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAlIA 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 au premier trimestre de 2020, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés. Ces facteurs ont 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 par suite surtout de la mise en service des prolongements du réseau de NGTL 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 concerne 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, toutefois, est entièrement recouvrée par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés, comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAlIA comparable, de sorte que son effet sur le résultat comparable est négligeable.

Résultat comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le résultat comparable de 2019 avait été supérieur de 371 millions de dollars, ou 0,28 \$ par action ordinaire, à celui de 2018.

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

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la charge d'impôts plus élevée imputable à l'accroissement du bénéfice comparable avant les impôts et à la diminution des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau principal au Canada par suite de la décision de 2018 de l'ONÉ et au réseau de NGTL du fait de l'incidence de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, en grande partie en ce qui concerne les gazoducs au Canada – dont l'amortissement est traité en tant que coûts transférables – et les gazoducs aux États-Unis, sous l'effet dans les deux cas de la mise en service de nouveaux projets;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars US et aux emprunts à court terme plus élevés, facteurs en partie compensés par l'augmentation des intérêts capitalisés;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancée par les dépenses en immobilisations consacrées au réseau de NGTL et par notre investissement continu dans nos projets au Mexique.

Le résultat comparable par action a subi l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019 et en 2018 et dans le cadre de notre programme d'émission au cours du marché en 2018. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 7,1 milliards de dollars en 2020, cadrant de la sorte avec celles de 2019. Quant aux fonds provenant de l'exploitation comparables, ils se sont établis à 7,4 milliards de dollars, soit une progression de 4 % en 2020, comparativement à 2019. Cette augmentation est essentiellement attribuable au recouvrement de 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, et elle a été en partie contrebalancée 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)	2020	2019	2018
Gazoducs – Canada	3 608	3 906	2 478
Gazoducs – États-Unis	2 785	2 516	5 771
Gazoducs – Mexique	173	357	797
Pipelines de liquides	1 442	954	581
Énergie et stockage	834	1 019	1 257
Siège social	58	32	45
	8 900	8 784	10 929

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

En 2020 et en 2019, nous avons investi 8,9 milliards de dollars et 8,8 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 2020 et de 2019 comprenait des apports de 0,8 milliard de dollars et de 0,6 milliard de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement liés à Bruce Power.

Produit de la vente d'actifs

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 bénéfice et les ajustements postérieurs à la clôture :

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

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

En 2019, 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 bénéfice 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 de Coolidge pour un produit de 448 millions de dollars US;
- la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier pour un produit de 144 millions de dollars.

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

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs de 1,0 milliard de dollars en 2020. Au 31 décembre 2020, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, y compris les participations sans contrôle, comptaient pour 35 % de la structure du capital (35 % en 2019), 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 16 % (16 % en 2019). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 7,4 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,87 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2021, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,48 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 21^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 5 % à 7 %.

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. Entre le 1^{er} juillet 2016 et le 31 octobre 2019, la participation au RRD a été réglée au moyen d'actions ordinaires émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

Depuis le dividende déclaré le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie sont plutôt achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré. Le RRD est offert pour les dividendes payables sur les actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Actions ordinaires	2 987	1 798	1 571
Actions privilégiées	159	160	158

PERSPECTIVES

Résultat comparable

Notre résultat comparable par action ordinaire de 2021 devrait être semblable à celui de 2020, compte tenu de l'incidence nette qu'auront les éléments suivants :

- la croissance du réseau de NGTL et l'augmentation des revenus incitatifs relatifs au réseau principal au Canada;
- l'accroissement des produits tirés de l'aménagement de Coastal GasLink par suite d'une intensification prévue des activités liées au projet;
- une augmentation des tarifs de transport des installations de Columbia Gas, qui dépendra de l'issue du dossier tarifaire déposé auprès de la FERC en vertu de l'article 4;
- l'incidence sur un exercice complet des actifs mis en service en 2020 et des nouveaux projets qui seront mis en service en 2021.

Ces éléments étant contrebalancés par :

- la diminution des intérêts capitalisés par suite de la révocation du permis présidentiel visant l'oléoduc Keystone XL et la suspension de l'avancement du projet qui en résulte;
- la baisse persistante des volumes non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone et la réduction des marges réalisées par notre entreprise de commercialisation des liquides;
- la diminution de l'apport de Bruce Power du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et de la hausse des coûts d'exploitation;
- la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario en 2020;
- les frais comptabilisés en 2020 relativement à la construction du gazoduc Sur de Texas;
- l'interruption de la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction constituée à l'égard du projet Villa de Reyes.

Nous continuerons de surveiller les répercussions de la pandémie de COVID-19 sur les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires, de même que ses conséquences sur notre résultat comparable par action en 2021.

En plus des facteurs énumérés ci-dessus, nous prévoyons qu'il faudra comptabiliser une charge de dépréciation hors trésorerie relativement au projet d'oléoduc Keystone XL au premier trimestre de 2021. Cette charge sera exclue du résultat comparable.

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

Nous prévoyons consacrer environ 7 milliards de dollars en 2021 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 2021 concernera les dépenses consacrées à l'expansion du réseau de NGTL, aux projets du secteur des gazoducs aux États-Unis, à l'allongement du cycle de vie de Bruce Power et aux dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités de la société. Nous ne pensons pas que les perturbations découlant de la pandémie de COVID-19 auront un effet considérable sur notre programme d'investissement global en 2021, mais nous reconnaissons néanmoins que la situation est incertaine à court comme à long terme.

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 2021.

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 – 81 500 km (50 640 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 11 921 km (7 407 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

Optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord est une priorité absolue. 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 vaste 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 sur la côte américaine du golfe du Mexique, la côte ouest des États-Unis, du Mexique et du Canada ainsi que sur la côte est du Canada;
- le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis.

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

Faits récents

Gazoducs – Canada

- Mise en service de projets d'environ 3,5 milliards de dollars en 2020, dont le tronçon Aitken Creek de 1,1 milliard de dollars faisant partie du projet de North Montney de 1,6 milliard de dollars et mis en service le 31 janvier 2020. Le dernier tronçon du gazoduc a été mis en service le 1^{er} mai 2020.
- Conclusion de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP pour un produit net de 656 millions de dollars et obtention d'une facilité de crédit dédiée au projet d'un montant total actuellement fixé à 6,8 milliards de dollars.
- Approbation par la REC d'un règlement de cinq ans négocié visant le réseau de NGTL (le « règlement 2020-2024 du réseau de NGTL »).
- Approbation par la REC de tous les éléments de la demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL, tels qu'ils étaient présentés.
- Approbation par le gouverneur en conseil, après recommandation par la REC, du programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021.
- Approbation par la REC de la demande de règlement tarifaire négocié de six ans visant l'exploitation du réseau principal au Canada (le « règlement 2021-2026 du réseau principal »).

Gazoducs – États-Unis

- Mise en service de projets d'environ 1,9 milliard de dollars US, dont l'achèvement des dépenses d'investissement dans le cadre du projet de modernisation II de Columbia Gas.
- Commencement de projets de croissance supplémentaires de 0,8 milliard de dollars US.
- Dépôt auprès de la FERC, le 31 juillet 2020, d'un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 demandant une augmentation des tarifs maximums de transport de Columbia Gas qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} février 2021 et pourra faire l'objet d'un remboursement. Le dossier tarifaire suit son cours comme prévu, et nous continuons de privilégier une attitude de collaboration durant les négociations.

Gazoducs – Mexique

- Parachèvement du projet d'inversion du sens du gazoduc Guadalajara et renégociation avec la CFE du contrat de transport afin que les modalités en permettent l'utilisation bidirectionnelle de manière à relier les importations de GNL et la production de gaz naturel sur le continent aux marchés régionaux.
- Poursuite de la construction du projet de gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service devrait avoir lieu en 2021.
- 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 38 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

Le 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 estimons être 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 vaste 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.

Le 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.

TC PipeLines, LP : Nous avons une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP, qui détient des participations dans huit gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions sur le rachat proposé de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui ne sont pas déjà détenues par TC Énergie ou ses sociétés affiliées en échange d'actions ordinaires de TC Énergie.

Gazoducs – Mexique

Sur de Texas : Ce gazoduc extracôtier qui relie le Texas et le Mexique transporte 20 % du gaz naturel dont le Mexique a besoin pour ses marchés de l'énergie et ses marchés industriels situés dans l'est et le centre du pays. 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 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, de plus en plus, 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 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 128 Gpi³/j d'ici 2025, ce qui représente une augmentation d'environ 17 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2020.

Cet accroissement prévu de la demande de gaz naturel, jumelé au remplacement des sources d'approvisionnement actuelles dont le taux de déclin annuel est d'environ 25 %, laisse prévoir que des raccordements à l'offre de plus de 45 Gpi³/j de gaz naturel seront nécessaires dans les deux prochaines années, ce qui procurera des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières qui pourront construire de nouvelles installations ou favorisera l'utilisation accrue du réseau existant.

Évolution de la demande

La croissance de l'approvisionnement gazier a entraîné en Amérique du Nord un affaiblissement des prix du gaz naturel. Le contexte de faiblesse des prix a favorisé l'accroissement continu 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;
- la demande accrue pour alimenter des centrales électriques et d'autres installations industrielles au Mexique.

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. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

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 coûts de transport fixes 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. Ainsi, la baisse des prix du gaz naturel a élargi la part de marché du gaz nord-américain au détriment du charbon pour l'alimentation des marchés de la production d'électricité et l'a positionnée avantageusement sur la scène mondiale grâce aux exportations de GNL.

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.

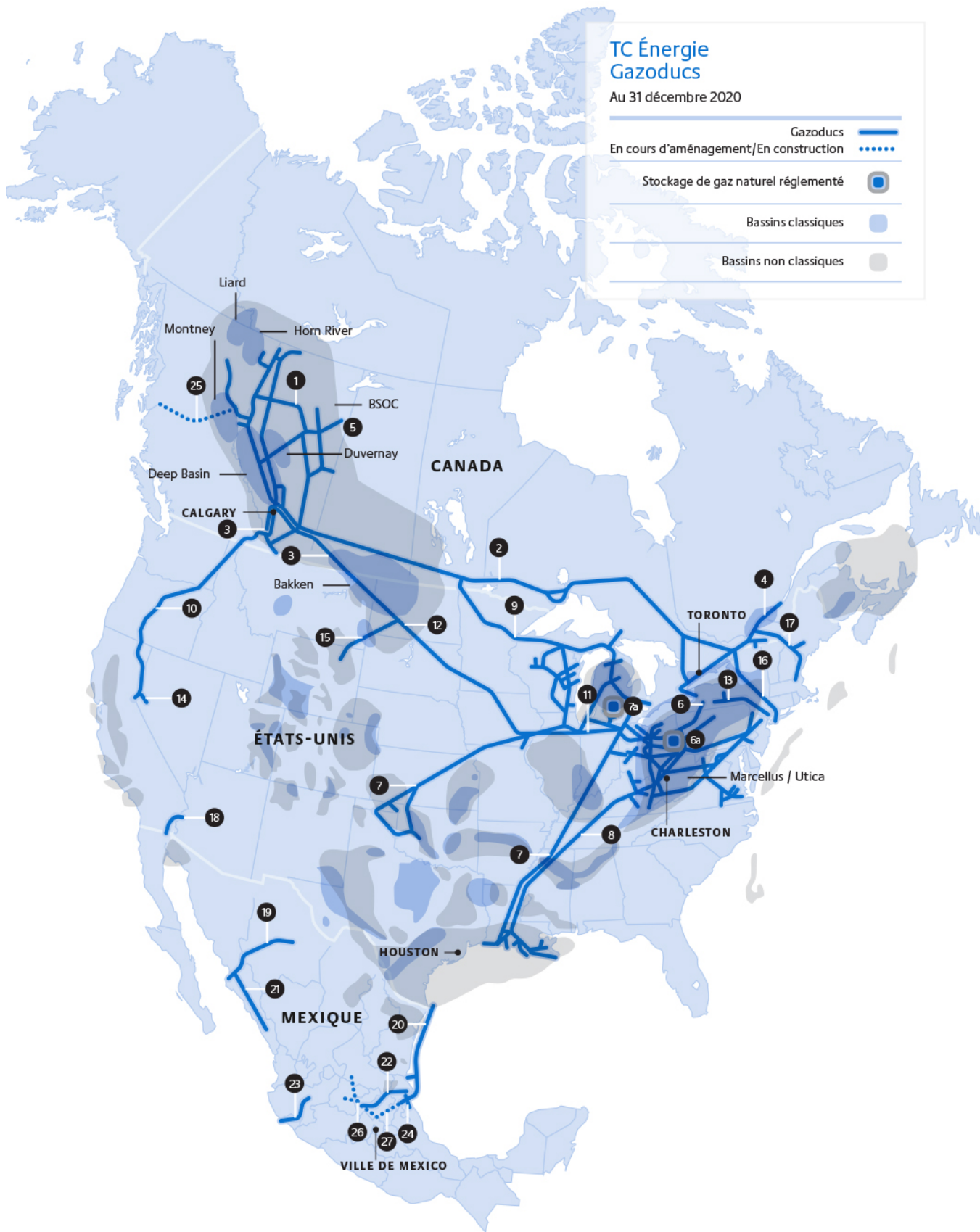
En 2021, nous mettrons notamment l'accent sur la réalisation en cours de notre programme d'investissement qui comprend de nouveaux investissements dans le réseau de NGTL, la poursuite de la construction de Coast GasLink, ainsi que l'achèvement et la mise en route de projets de gazoducs aux États-Unis 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 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 américaines et mexicaines 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 2020

- Gazoducs 
- En cours d'aménagement/En construction 
- Stockage de gaz naturel réglementé 
- Bassins classiques 
- Bassins non classiques 



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 effective
Gazoducs au Canada			
1	Réseau de NGTL 24 622 km (15 299 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 1 236 km (768 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 réseau de 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 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 ² 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. Nous détenons une participation effective de 65,4 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	65,4 %
10	Gas Transmission Northwest (« GTN ») ² 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. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
11	Crossroads 325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
12	Northern Border ² 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. Nous détenons une participation effective de 12,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	12,7 %

	Longueur	Description	Participation effective
13 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 %
14 Tuscarora ²	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. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
15 Bison ²	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. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
16 Iroquois ²	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York. Nous détenons une participation effective de 13,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 0,7 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	13,2 %
17 Portland ²	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. Nous détenons une participation effective de 15,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	15,7 %
18 North Baja ²	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. Nous détenons une participation effective de 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
Gazoducs au Mexique			
19 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 %
20 Sur de Texas	770 km (478 milles)	Gazoduc extracôtier qui transporte du gaz naturel de la frontière entre les États-Unis et le Mexique située près de Brownsville, au Texas, afin d'alimenter diverses centrales électriques mexicaines d'Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il se raccorde avec les gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %
21 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 construction³			
Gazoducs au Canada			
Installations du réseau de NGTL pour 2021	365 km (227 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs projets de conduites et de postes de compression. Les dates de mise en service sont prévues en avril 2022, en même temps que celles d'autres installations.	100 %
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 %

En construction³ (suite)	Longueur	Description	Participation effective
Gazoducs aux États-Unis			
Louisiana XPress ⁴	s. o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comportant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service provisoire a déjà été réalisée et la mise en service complète devrait avoir lieu en 2022.	100 %
Grand Chenier XPress ⁴	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 2021 et 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^{1,3}			
Gazoducs au Canada			
Installations du réseau de NGTL pour 2022	221 km (137 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022 comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression, ainsi que d'autres installations. Les dates d'achèvement devraient s'étaler d'ici à avril 2022 et à avril 2023.	100 %
Installations du réseau de NGTL pour 2023	228 km (142 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL et du réseau de gazoducs Foothills en 2023 comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression dont les mises en service devraient se dérouler en 2022, en 2023 et en 2024.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower ⁴	s. o.	Projet visant la fiabilité du réseau d'ANR consistant à remplacer, à mettre à niveau et à moderniser certaines installations; mise en service prévue pour 2022.	100 %
Projet d'accès du Wisconsin ⁴	s. o.	Projet visant la fiabilité du réseau d'ANR consistant à remplacer, à mettre à niveau et à moderniser certaines installations; mise en service prévue pour 2022.	100 %
GTN XPress ⁴	s. o.	Projet d'expansion de GTN comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. Les mises en service devraient avoir lieu en 2022 et en 2023.	25,5 %
Alberta XPress ⁴	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 %
En cours d'aménagement			
Gazoducs aux États-Unis			
East Lateral XPress ^{1,4}	s. o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comportant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service devrait avoir lieu en 2023.	100 %

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

2 Notre participation dans ces actifs pourrait augmenter en fonction de l'issue de la fusion proposée entre TC Énergie et TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » se rapportant au secteur Siège social pour un complément d'information.

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

4 Le projet comprend la modification et l'ajout de postes de compressions, 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. Quant au réseau principal au Canada, il était exploité aux termes d'une convention de règlement de six ans à droits fixes, parvenue à sa dernière année, qui prévoyait un accord d'encouragement qui a expiré le 31 décembre 2020. À compter du 1^{er} janvier 2021, il sera exploité aux termes d'un nouveau règlement de six ans qui comprend également des clauses d'encouragement incitant l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits.

FAITS MARQUANTS

Projet de gazoduc Coastal GasLink

Le 22 mai 2020, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture et comptabilisé un gain de 364 millions de dollars, avant les impôts (402 millions de dollars après les impôts). Le gain après les impôts comprend le gain sur la vente, l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés et la réévaluation à la juste valeur de notre participation conservée de 35 %, y compris un instrument dérivé servant à couvrir le risque lié aux taux d'intérêt des facilités de crédit dédiées au projet. Aux termes de la convention d'achat de titres de capitaux propres, le produit net comprend le remboursement d'une quote-part de 65 % des coûts de projet engagés jusqu'au 22 mai 2020. Dans le cadre de la transaction, Coastal GasLink LP nous a confié en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc. À compter de la clôture de la transaction, nous avons commencé à comptabiliser les frais d'aménagement gagnés relativement à la construction du gazoduc au titre des services de gestion et d'administration financière que nous fournissons, et à comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation.

En parallèle avec la vente de cette participation, Coastal GasLink LP a conclu des facilités de crédit dédiées au projet d'un montant total actuellement fixé à 6,8 milliards de dollars. Ces facilités de crédit serviront à financer la plus grande partie des coûts de construction de Coastal GasLink. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink LP a prélevé 1,6 milliard de dollars sur les facilités, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. Coastal GasLink LP a aussi conclu, avec TC Énergie, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue assortie de modalités commerciales qui lui procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet.

Nous continuons à collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink LP, auxquelles nous offrons la possibilité d'investir dans le projet au moyen d'une option visant l'acquisition d'une participation de 10 %.

Le recours à des partenaires, l'utilisation de facilités de crédit dédiées au projet, le recouvrement de paiements en trésorerie pendant la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et la rémunération au titre des coûts payés jusqu'à la clôture de la vente devraient combler l'essentiel de nos besoins de financement jusqu'à l'achèvement du projet.

En raison de la COVID-19, le 29 décembre 2020, le médecin-hygiéniste provincial de la Colombie-Britannique a promulgué un décret restreignant le nombre de travailleurs sur les chantiers de construction des projets industriels de la région gouvernée par la Northern Health Authority de la province. Les projets industriels doivent soumettre leurs plans de reprise des travaux au médecin-hygiéniste provincial. Coastal GasLink LP collabore avec les autorités sanitaires provinciales pour que les travaux de construction puissent reprendre en toute sécurité et dans le respect des objectifs et des échéanciers définis.

Nous travaillons actuellement avec LNG Canada en vue d'élaborer un plan de projet révisé pour Coastal GasLink. Nous nous attendons à une hausse considérable des coûts de projet et à un calendrier allongé par rapport à l'estimation communiquée précédemment en raison de l'accroissement de la portée du projet, des retards dans l'obtention de permis et des effets de la COVID-19, notamment le décret de santé publique provincial. Coastal GasLink continuera toutefois d'atténuer ces effets dans la mesure du possible. Ces coûts supplémentaires seront pris en compte dans le montant définitif des droits d'utilisation des gazoducs, sous réserve de certaines conditions. Nous prévoyons que la conclusion de cet exercice ne débouchera pas sur une augmentation importante de nos futurs apports de capitaux propres.

Réseau de NGTL

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 3,4 milliards de dollars.

Programmes d'expansion du réseau de NGTL

Dans un rapport daté du 19 février 2020, la REC a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021, ce qui a été fait le 19 octobre 2020. Le réseau de NGTL a aussitôt entrepris les travaux de construction conformément aux exigences réglementaires. Les travaux sur le terrain visant les postes de compression ont débuté en décembre 2020, et les travaux de construction du gazoduc, en janvier 2021.

Lorsque les installations seront en service, le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 devrait offrir une capacité supplémentaire de 1,59 PJ/j (1,45 Gpi³/j) soutenue par des contrats à long terme de réception et de livraison, reliant la production supplémentaire aux marchés intrabassins et d'exportation en croissance. La mise en service devrait commencer vers la fin de 2021 et les derniers tronçons du programme devraient être achevés d'ici avril 2022.

Le réseau de NGTL a effectué au deuxième trimestre de 2020 une invitation à soumissionner en vue de l'optimisation de la capacité pour s'informer des demandes de report ou d'accélération des contrats en suspens, dans le but d'aider ses clients à optimiser leurs besoins en services de transport et d'adapter ses prolongements aux besoins de croissance de la clientèle. L'analyse des résultats de cette invitation à soumissionner nous a permis de conclure que tous les prolongements du réseau prévus demeurent nécessaires pour répondre à la demande globale, mais la date de mise en service de certaines installations a été remise à plus tard. Une partie des dépenses d'investissement prévues pour 2020 et 2021 a été reportée à la période de 2022 à 2024. L'incidence nette de ces délais de même qu'une augmentation prévue des coûts de projet du programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 ont été prises en compte dans le tableau des projets garantis figurant dans le présent rapport de gestion.

North Montney

Le projet North Montney se compose de nouvelles canalisations d'une longueur d'environ 206 km (128 milles) ainsi que de trois postes de compression et de 13 postes de comptage. Le 31 janvier 2020, le tronçon Aitken Creek du projet North Montney d'une valeur de 1,1 milliard de dollars a été mis en service; le dernier tronçon du projet, Kahta South, a été mis en service le 1^{er} mai 2020. Tous les postes de compression, l'installation de tous les tronçons du pipeline et 11 des 13 postes de comptage sont terminés et opérationnels; les deux derniers postes de comptage devraient l'être en 2021.

Barème tarifaire du réseau de NGTL

En mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'ONÉ. Cette demande portait sur le barème tarifaire, les modalités de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification concernant la canalisation principale North Montney. Le 25 mars 2020, la REC a rendu sa décision, approuvant tous les éléments de la demande tels qu'ils avaient été soumis.

Règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL

Le 17 août 2020, la REC a approuvé le règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 du réseau de NGTL négocié avec ses clients et d'autres parties intéressées. Le règlement, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020, reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %; il procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté 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 entre le réseau de NGTL et ses clients. Le règlement comprend également un mécanisme d'examen si les tarifs dépassent un niveau prédéterminé, sans que cela ait une incidence sur le rendement des capitaux propres.

Réseau principal au Canada

En 2020, le réseau principal au Canada a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,2 milliard de dollars.

Le 17 avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité entre le réseau principal au Canada, ses clients et d'autres parties prenantes. Le règlement, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2021, établit un taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions réputé de 40 % et prévoit un incitatif pour l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour l'exploitant.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 11 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)	2020	2019	2018
Réseau de NGTL	1 509	1 210	1 197
Réseau principal au Canada	911	952	1 073
Autres gazoducs au Canada ¹	146	112	109
BAIIA comparable	2 566	2 274	2 379
Amortissement	(1 273)	(1 159)	(1 129)
BAII comparable	1 293	1 115	1 250
Poste particulier :			
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	364	—	—
Bénéfice sectoriel	1 657	1 115	1 250

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 augmenté de 542 millions de dollars en 2020 comparativement à 2019. Le bénéfice de 2020 comprend 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 BAII comparable et du bénéfice comparable. Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada avaient diminué de 135 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018.

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)	2020	2019	2018
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	565	484	398
Réseau principal au Canada	160	173	182
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	14 070	11 959	9 669
Réseau principal au Canada	3 673	3 690	3 828

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 81 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019, où il avait été supérieur de 86 millions de dollars à celui de 2018. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le 17 août 2020, la REC a approuvé la demande de règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL pour la période de 2020 à 2024. Le règlement, qui est en vigueur du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2024, comprend un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %; il procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le 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 entre le réseau de NGTL et ses clients. Le règlement comprend également un mécanisme d'examen si les tarifs dépassent un niveau prédéterminé, sans que cela ait une incidence sur le rendement des capitaux propres. Les résultats du réseau de NGTL pour 2019 et 2018 reflètent le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019, qui a expiré le 31 décembre 2019; celui-ci 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 diminué de 13 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019, principalement par suite de la baisse des revenus incitatifs. Le bénéfice net avait diminué de 9 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018, principalement à cause de la baisse des revenus incitatifs et d'une base d'investissement moyenne moindre, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2019.

En 2020, le réseau principal au Canada était exploité aux termes d'une convention de règlement de six ans à droits fixes, parvenue à sa dernière année, faisant partie de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). Les modalités du règlement 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. La stabilisation des droits était assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement provisoire et le compte d'ajustement à long terme (« CALT »), ce qui permettait de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits tirés du réseau et le coût du service pour chacune des six années de la durée des droits fixes (de 2015 à 2020) prévue par la décision de 2014 de l'ONÉ.

La décision de 2014 de l'ONÉ prescrivait aussi à TC Énergie de déposer une demande d'examen des droits pour la période de 2018-2020. Reçue en décembre 2018, la décision de 2018 de l'ONÉ comprend l'amortissement accéléré du solde du CALT au 31 décembre 2017 et une hausse du taux d'amortissement composé, qui passe de 3,2 % à 3,9 %; cette hausse a été répercutée dans les tarifs de 2019 et de 2020.

BAlIA comparable

Le BAlIA comparable des gazoducs au Canada de 2020 a 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 comptabilisés en 2020. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » se rapportant aux gazoducs au Canada pour un complément d'information.

Le BAlIA comparable du secteur des gazoducs au Canada de 2019 avait été inférieur de 105 millions de dollars à celui de 2018, en grande partie par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada par suite de la décision de 2018 de l'ONÉ accélérant l'amortissement du CALT et de l'instauration par le gouvernement canadien, en juin 2019, de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt, qui permet aux entreprises canadiennes d'amortir plus rapidement le coût de leurs investissements à des fins fiscales. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, ces réductions d'impôt avaient eu pour effet de réduire notre BAlIA comparable, sans toutefois influencer sur notre bénéfice net de manière importante;
- la hausse du résultat fondé sur les tarifs et l'amortissement accru du réseau de NGTL découlant de la mise en service d'installations additionnelles, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par la baisse du résultat fondé sur les tarifs enregistré par le réseau principal au Canada.

Amortissement

En 2020, l'amortissement a été supérieur de 114 millions de dollars à celui de 2019, où il avait été supérieur de 30 millions de dollars à celui de 2018, en raison principalement des nouvelles installations du réseau de NGTL mises en service en 2020 et en 2019.

PERSPECTIVES

Résultat comparable

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

En 2021, le résultat des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2020, en raison principalement de la croissance constante du réseau de NGTL à mesure que nous agrandissons les installations d'approvisionnement dans la région de North Montney, améliorons les installations de livraison du nord-est de l'Alberta et élargissons notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes de services garantis sur le réseau. Par ailleurs, nous nous attendons à un apport plus important du réseau principal au Canada en 2021 sous l'effet de revenus incitatifs plus élevés.

Le résultat des autres gazoducs au Canada devrait progresser en 2021 grâce à l'augmentation des produits tirés de l'aménagement de Coastal GasLink, qui reflétera l'intensification prévue des activités liées au projet en 2021, sous réserve de l'ampleur des retards et des restrictions entraînés par la COVID-19.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé au total des dépenses de 3,6 milliards de dollars en 2020 dans notre secteur des gazoducs au Canada, dont une tranche de 0,9 milliard de dollars se rapportant à notre investissement dans Coastal GasLink avant la vente de notre participation dans Coastal GasLink LP et à nos apports subséquents au projet. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 3,4 milliards de dollars en 2021; elles viseront plus particulièrement les projets d'expansion du réseau de NGTL ainsi que les projets visant la capacité et les investissements de maintien du réseau principal au Canada, 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 Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») du département des transports des États-Unis. 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, laquelle, si elle est adoptée, 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. 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 le 1^{er} juillet 2020, et cherchons à maximiser le recouvrement de ces coûts. La publication des autres règles qui forment ensemble la Méga-règle sur le gaz est prévue en 2021.

En plus des règles décrites précédemment, une nouvelle loi sur la sécurité des pipelines, intitulée *Pipes Act of 2020*, a été promulguée le 27 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.

TC PipeLines, LP

Nous détenons actuellement une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite dont les parts sont cotées à la NYSE sous le symbole TCP et dont nous sommes le commandité. 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 effective dans chacun de ces actifs, en tenant compte de la participation détenue par l'intermédiaire de la société en commandite, est indiquée dans la liste d'actifs de nos principaux gazoducs qui commence à la page 39. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions sur le rachat proposé de parts ordinaires de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas déjà détenues par TC Énergie ou ses sociétés affiliées.

FAITS MARQUANTS

Projet d'accès du Wisconsin

Le 28 octobre 2020, nous avons approuvé le projet d'accès du Wisconsin qui consistera à remplacer, à mettre à niveau et à moderniser certaines installations le long d'un tronçon du réseau de pipelines d'ANR, tout en réduisant les émissions. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité du réseau d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 77 TJ/j (72 Mpi³/j) destinés à des services publics du Midwest des États-Unis aux termes de contrats à long terme. Il est prévu que la mise en service du projet combiné aura lieu au deuxième semestre de 2022 et que le coût estimatif s'élèvera à 0,2 milliard de dollars US.

Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower

Le 29 juillet 2020, nous avons approuvé le projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower qui vise le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations le long d'un tronçon très utilisé du réseau de pipelines d'ANR, tout en réduisant les émissions. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité du réseau de pipelines d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 132 TJ/j (123 Mpi³/j) à partir d'une centrale électrique existante près de Joliet (Illinois). Il est prévu que la mise en service du projet combiné aura lieu au deuxième semestre de 2022 et que le coût estimatif s'élèvera à 0,4 milliard de dollars US.

Alberta XPress

Le 12 février 2020, nous avons approuvé le projet Alberta XPress, qui est un projet d'expansion du réseau de pipelines d'ANR qui utilise la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour acheminer l'offre grandissante en provenance du BSOC vers les marchés d'exportation des GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Le projet a été adapté aux modifications apportées aux engagements de la part d'expéditeurs. Il est prévu que la mise en service aura lieu au second semestre de 2022 et que le coût estimatif du projet s'élèvera à 0,2 milliard de dollars US.

BXP

Le projet BXP de Columbia Gas est un projet d'augmentation de la taille d'un pipeline de remplacement existant mené en parallèle avec notre programme de modernisation. Une mise en service partielle a été réalisée en octobre 2020, et la mise en service complète devrait commencer le 1^{er} janvier 2021.

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

Columbia Gas a déposé, le 31 juillet 2020, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport de Columbia Gas à compter du 1^{er} février 2021, sous réserve de remboursement. L'étude du dossier tarifaire avance comme prévu, et nous continuons de travailler en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

Rachat de parts ordinaires de TC PipeLines, LP

Le 15 décembre 2020, nous avons annoncé la conclusion d'une entente définitive et d'un plan de fusion concernant le rachat de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui ne sont pas détenues par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section Siège social pour plus de précisions.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 11 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)	2020	2019	2018
Columbia Gas	1 305	1 222	873
ANR	512	492	508
TC PipeLines, LP ^{1,2}	119	119	138
Columbia Gulf	195	164	120
Great Lakes ³	91	86	97
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,4}	117	172	190
Participations sans contrôle ⁵	375	368	415
BAIIA comparable	2 714	2 623	2 341
Amortissement	(597)	(568)	(511)
BAII comparable	2 117	2 055	1 830
Incidence du change	720	671	541
BAII comparable (en dollars CA)	2 837	2 726	2 371
Postes particuliers :			
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream, avant les impôts	—	21	—
Dépréciation des actifs de Bison ⁶	—	—	(722)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora ⁶	—	—	(79)
Rachat des contrats liant Bison ⁶	—	—	130
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	2 837	2 747	1 700

- 1 Les résultats tiennent compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans huit gazoducs, de même que des frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP.
- 2 Auparavant, TC PipeLines, LP émettait périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui avaient pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. L'utilisation de ce programme a été interrompue en mars 2018. Notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % aux 31 décembre 2020, 2019 et 2018.
- 3 Ces données représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.
- 4 Ces données comprennent les résultats de notre participation effective dans Crossroads, Millennium et Hardy Storage, ainsi que dans certains actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente en août 2019 et les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à nos gazoducs aux États-Unis.
- 5 Ces données représentent les résultats attribuables à la portion de TC PipeLines, LP qui ne nous appartient pas.
- 6 Ces montants ont été comptabilisés dans TC PipeLines, LP. Leur incidence avant les impôts s'établit pour nous à 25,5 %, déduction faite des participations sans contrôle.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis de 2020 est supérieur de 90 millions de dollars à celui de 2019, où il avait été supérieur de 1,0 milliard de dollars à celui de 2018. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- un gain de 21 millions de dollars, avant les impôts, lié à la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019;
- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars, avant les impôts, se rapportant à Bison et comptabilisée en 2018;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars, avant les impôts, se rapportant à Tuscarora, comptabilisée en 2018;
- des paiements de résiliation de 130 millions de dollars, avant les impôts, versés en 2018 par des clients, qui ont été constatés dans les produits au titre de deux contrats de transport liant Bison.

Le raffermissement du dollar américain en 2020 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à celui de 2019, et il avait eu une incidence semblable en 2019 par rapport à 2018.

Les postes particuliers de 2018 indiqués ci-dessus sont présentés avant la prise en compte de la participation sans contrôle de 74,5 % dans TC PipeLines, LP.

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 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 sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2020 est supérieur de 91 millions de dollars US à celui de 2019. Il s'agit 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'accroissement du résultat d'ANR grâce à la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage;
- la baisse du résultat découlant de la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2019 était supérieur de 282 millions de dollars US à celui de 2018. 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;
- la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC PipeLines, LP) après la décision de certains clients qui ont choisi en 2018 de régler en totalité le montant des produits d'exploitation contractuels à venir et de résilier les contrats sous-jacents;
- la baisse du résultat découlant de la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 29 millions de dollars US en 2020 par rapport à 2019, où il avait été supérieur de 57 millions de dollars US à celui de 2018, essentiellement sous l'effet des nouveaux projets mis en service. En 2019, l'amortissement reflétait aussi la dépréciation des actifs de Bison en 2018.

PERSPECTIVES

Résultat 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 résultat 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 bénéfice des gazoducs aux États-Unis en 2021 devrait être légèrement plus élevé que celui de 2020, grâce à l'accroissement des tarifs de transport de Columbia Gas, qui dépendra de l'issue du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 déposé auprès de la FERC. En outre, les produits devraient augmenter après l'achèvement en 2021 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas et d'ANR, qui procureront à nos clients un meilleur accès à de nouvelles sources d'approvisionnement tout en élargissant leur accès au marché. 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 2020. Ces résultats positifs attendus seront cependant en partie contrebalancés par la hausse prévue des impôts fonciers qui découlera de la mise en service de divers projets d'investissement.

Bien que les activités de certaines de nos contreparties soient exposées à divers risques à cause de la pandémie de COVID-19, nous ne nous attendons pas à des répercussions importantes du risque lié aux contreparties sur nos propres activités.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 2,0 milliards de dollars US en 2020 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons de consacrer encore une somme d'environ 2,2 milliards de dollars US en 2021 essentiellement aux projets d'expansion d'ANR, de Columbia Gulf et de GTN, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien de Columbia Gas et d'ANR, qui sont reflétées 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. Au Mexique, l'aménagement de grosses infrastructures gazières se fait essentiellement au moyen d'un processus d'appel à la concurrence. 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 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, sauf en cas de force majeure. 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 suspendues pendant que la direction mène des négociations avec la CFE.

Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent. La mise en service graduelle du projet a été reportée en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 qui ont entravé notre capacité d'obtenir des autorisations de travaux à cause des fermetures des bureaux administratifs. Sous réserve de la reprise des activités des organismes gouvernementaux en temps utile, nous prévoyons d'achever la construction de Villa de Reyes en 2021.

Guadalajara

Un projet permettant l'utilisation bidirectionnelle du gazoduc a été achevé en décembre 2020. Le contrat de transport a été renégocié avec la CFE à cet effet. L'utilisation bidirectionnelle donne accès aussi bien au GNL importé qu'on trouve au terminal de Manzanillo qu'au gaz naturel produit sur le continent qu'on trouve au terminal de Guadalajara; ces produits peuvent ensuite être livrés sur les marchés régionaux.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 11 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)	2020	2019	2018
Topolobampo	159	159	172
Tamazunchale	120	120	127
Mazatlán	70	70	78
Guadalajara	64	65	71
Sur de Texas ¹	171	43	16
Autres	—	—	4
BAIIA comparable	584	457	468
Amortissement	(87)	(87)	(75)
BAII comparable	497	370	393
Incidence du change	172	120	117
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	669	490	510

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 2020 a été supérieur de 179 millions de dollars à celui de 2019; il avait diminué de 20 millions de dollars en 2019 comparativement à 2018. Le raffermissement du dollar américain en 2020 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens comparativement à celui de 2019, et il avait eu une incidence semblable en 2019 par rapport à 2018.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique de 2020 est supérieur de 127 millions de dollars US à celui de 2019, essentiellement grâce à l'augmentation du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas découlant des 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 parce que les travaux de construction du gazoduc de Sur de Texas ont été menés à bien, 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.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique avait été inférieur de 11 millions de dollars US en 2019 à celui de 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des produits des activités en propriété exclusive faisant suite essentiellement aux changements apportés au moment de leur constatation en 2018;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas après la mise en service de celui-ci, en septembre 2019. Avant la mise en service, notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas tenait compte d'une provision pour les fonds utilisés pendant la construction, comptabilisée déduction faite de notre quote-part des intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés susmentionnés qui était entièrement compensée dans les intérêts créditeurs et autres.

Amortissement

L'amortissement de l'exercice 2020 a été semblable à celui de l'exercice 2019, qui avait été supérieur de 12 millions de dollars US à celui de 2018, ce qui s'expliquait par la mise en service de nouveaux actifs et par d'autres ajustements.

PERSPECTIVES

Résultat comparable

Le résultat 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 et incluent 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 résultat reste sensiblement le même d'un exercice à l'autre, sauf lorsque de nouveaux actifs sont mis en service. Le résultat de 2021 devrait être inférieur à celui de 2020 à cause des frais comptabilisés en 2020 après l'achèvement du gazoduc Sur de Texas, en partie contrebalancés par la mise en service prévue de Villa de Reyes en 2021.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses d'investissement d'environ 0,1 milliard de dollars US en 2020, somme qui a été consacrée principalement à la construction du gazoduc Villa de Reyes. Les dépenses d'investissement qui serviront à achever la construction de ce gazoduc en 2021 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 98 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 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. La mise en valeur de nouvelles zones d'approvisionnement situées plus près des marchés traditionnels 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 dans les installations nouvelles

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinères 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 dont le rendement financier global est moins attrayant.

Demande de capacité pipelinère

En définitive, la demande de capacité pipelinère est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Elle 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. En outre, la persistance des prix peu élevés pour le gaz naturel pourrait avoir une incidence 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 d'actions menées par des groupes d'activistes et d'autres parties prenantes et de leur influence sur l'opinion publique et sur les politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière. De plus, un certain nombre de ces questions peuvent aussi engendrer des litiges faisant l'objet de poursuites devant les tribunaux, ce qui entraînerait des répercussions sur les coûts des projets concernés ainsi que des retards dans leur réalisation.

Des examens plus minutieux des méthodes de construction et d'exploitation par les organismes de réglementation, les tribunaux 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 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 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. Les restrictions imposées sur l'utilisation des combustibles fossiles, les activités économiques transfrontalières et la construction de nouvelles infrastructures 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 500 km (300 milles).

Stratégie

Optimiser la valeur de notre infrastructure de pipelines de liquides en l'élargissant et en l'exploitant au mieux est une priorité absolue. Nous poursuivons en outre les possibilités de croissance qui se présentent à nous afin d'accroître la valeur de notre entreprise.

Nos principales activités ciblées comprennent :

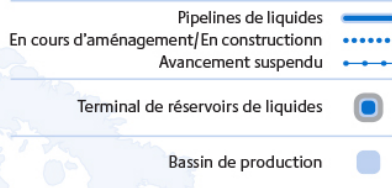
- L'acquisition d'un approvisionnement croissant de liquides nord-américains et sa livraison aux principaux marchés au moyen de l'agrandissement de notre infrastructure de transport de pétrole brut par pipelines visant à établir un réseau d'acheminement direct et ininterrompu depuis les régions productrices jusqu'au marché.
- La maximisation de la valeur de nos actifs d'exploitation existants et leur croissance interne.
- Le positionnement de nos activités d'expansion des affaires pour repérer et saisir des occasions intéressantes de croissance interne et d'acquisitions qui cadrent avec nos préférences en matière de risque.
- L'élargissement de l'offre de services de transport à d'autres secteurs de la chaîne de valeur des liquides, notamment les services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.

Faits récents

- Le 20 janvier 2021, le président des États-Unis, Joe Biden, a révoqué le permis présidentiel qui visait l'oléoduc Keystone XL. Nous avons donc suspendu l'avancement du projet. Nous évaluons actuellement les répercussions de cette décision et les options qui s'offrent à nous.
- En 2020 et en 2021, nous avons franchi les étapes suivantes de l'avancement de l'oléoduc Keystone XL :
 - nous avons annoncé notre intention d'aller de l'avant avec la construction de Keystone XL, et les travaux ont été entamés en avril 2020 des deux côtés de la frontière;
 - nous avons achevé en juin 2020 les travaux de construction du tronçon de l'oléoduc qui traverse la frontière entre les États-Unis et le Canada;
 - nous avons conclu l'ébauche d'une convention collective avec quatre syndicats du secteur pipelinier (Syndicat des opérateurs ingénieurs, Union internationale des journaliers, Teamsters et Association Unie) dans le but d'employer une main-d'œuvre entièrement syndiquée pour la construction de l'oléoduc Keystone XL;
 - nous avons annoncé que l'exploitation de l'oléoduc Keystone XL atteindrait la carboneutralité dès sa mise en service et que 100 % de la consommation énergétique de ses postes de pompage serait verte d'ici 2030.
 - nous avons conclu une entente aux termes de laquelle le gouvernement de l'Alberta avait investi environ 0,8 milliard de dollars US dans Keystone XL au 31 décembre 2020;
 - nous avons obtenu une facilité de crédit de 4,1 milliards de dollars US garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours envers nous pour financer en partie la construction de Keystone XL;
 - nous avons signé des ententes définitives avec Natural Law Energy, un consortium réunissant cinq Premières Nations canadiennes, à l'égard d'une participation éventuelle pouvant aller jusqu'à 1,0 milliard de dollars dans Keystone XL et d'autres projets futurs liés aux liquides.

TC Énergie Pipelines de liquides

Au 31 décembre 2020



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

	Longueur	Description	Participation effective	
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 %
5	Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills Fort McMurray, en Alberta jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray.	15 %
En cours d'aménagement				
6	Terminal de Keystone à Hardisty ¹		Terminal pétrolier situé à Hardisty, en Alberta.	100 %
7	Pipeline Heartland et	200 km (125 milles)	Terminaux et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta,	100 %
8	terminaux de TC ¹		jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	
9	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 %
Avancement suspendu				
10	Keystone XL ²	1 947 km (1 210 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, pour accroître la capacité du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %

1 La direction évalue actuellement la viabilité de ces projets par suite de la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel visant l'oléoduc Keystone XL.

2 L'avancement du projet Keystone XL a été suspendu le temps que nous évaluions les conséquences de la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel et les options qui s'offrent à nous. Nous prévoyons qu'il faudra comptabiliser une charge de dépréciation d'actif au premier trimestre de 2021. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » se rapportant aux pipelines de liquides pour un complément d'information.

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, qui 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, ainsi que des diluants et divers produits de diesel en Alberta; 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 de maximiser la valeur de nos actifs pipeliniers.

Nous vendons une capacité de transport par pipelines aux expéditeurs, 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 expéditeurs; ces contrats prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction, l'exploitation et l'entretien du réseau. 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 % des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage 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. Trois oléoducs de transport de liquides en Alberta – Grand Rapids, Northern Courier et White Spruce – procurent aux producteurs des services de transport de pétrole brut, de diluants et de diesel 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 a été singulièrement touchée par la pandémie de COVID-19, car les mesures imposées par la plupart des pays du globe pour l'endiguer ont temporairement réduit 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 d'ici 2022.

Après cette reprise à court terme, la demande mondiale de pétrole brut et de liquides devrait passer de 92 millions de b/j en 2020 à 113 millions de b/j en 2035, sous l'effet essentiellement des secteurs du transport et de l'industrie qui sont à l'origine de 79 % de la demande totale. Il faudra une capacité de production de pétrole brute supplémentaire considérable pour répondre à cette augmentation prévue d'environ 21 millions de b/j de la demande, sans compter que la production doit aussi compenser les taux de déclin mondiaux, qui devraient atteindre annuellement quelque 16 millions de b/j d'ici 2035. 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. 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 et du Moyen-Orient.

En 2020, les prix du brut ont été durement frappés par les répercussions de la pandémie de COVID-19 et la concurrence qu'exercent les producteurs membres de l'OPEP+ en quête de parts du marché. Toutefois, une reprise sera favorisée par les efforts de gestion de l'offre de brut, déployés essentiellement par l'OPEP+, et par la croissance mondiale de la demande qui justifiera les investissements dans de nouvelles sources de production.

Perspective de l'offre

Canada

Avec quelque 162 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 2020 s'est chiffrée à environ 4 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre quelque 5 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 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 2020. La plus grande partie de la production de pétrole brut américain sur le continent provient des zones de production suivantes : Williston, Eagle Ford, Niobrara et le bassin permien, 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 atteindre 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. En dépit de l'effet de la pandémie de COVID-19 sur la demande mondiale, les exportations américaines de pétrole brut ont atteint le chiffre record de 3,1 millions de b/j en 2020, comparativement à 3,0 millions de b/j en 2019. D'ici 2035, les États-Unis devraient exporter quelque 5 millions de b/j de pétrole brut, principalement du pétrole léger, et importer environ 5 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 19 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 2020 et à une moyenne sur cinq ans d'environ 5 millions de b/j. Ensemble, les raffineurs du Midwest américain possèdent une capacité de raffinage d'environ 4 millions de b/j et requièrent environ 2 millions 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 10 millions de b/j, soit plus de la moitié de la capacité de raffinage totale des États-Unis. En 2020, elle a importé environ 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 (environ 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 réduire de près de 70 % les exportations de Maya, son brut lourd phare, entre 2021 et 2023 en raison du déclin continu de sa production et de la nouvelle demande intérieure. Or les importations mexicaines répondent actuellement à quelque 40 % de la demande de brut lourd sur 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

Sur le plan stratégique, nous visons essentiellement à fournir des solutions de transport pour relier les régions d'Amérique du Nord où la production est croissante aux principaux carrefours et régions où se concentre la demande. Nos réseaux de pipelines de liquides de l'Alberta et d'oléoducs de Keystone formeront une suite ininterrompue de pipelines allant de l'Alberta jusqu'au Midwest américain et à la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui positionne stratégiquement TC Énergie pour offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole lourd albertain et de pétrole léger américain de réservoirs étanches.

La pandémie de COVID-19 a eu des répercussions considérables sur les marchés de l'énergie; certains plans de croissance en seront perturbés et vraisemblablement remis à une date ultérieure. 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.

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

- à protéger et à optimiser la valeur 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.

Nous collaborons constamment avec nos clients de longue date et nos nouveaux clients, 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 de nouveaux volumes et à prendre de l'expansion.

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. La résolution des contraintes qui entravaient l'acheminement de la production hors du BSOC devrait stimuler une importante croissance de la production et nécessiter de nouvelles solutions de transport. Si des garanties commerciales supplémentaires étaient obtenues, les projets de pipeline Heartland, des terminaux de TC Énergie et du terminal Hardisty, qui ont tous obtenu l'approbation des organismes de réglementation, permettraient aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue entre la zone de production de Fort McMurray et le marché. Les expéditeurs disposeraient alors d'un corridor de transport ininterrompu entre le BSOC et les marchés, dont la côte américaine du golfe du Mexique. Après avoir suspendu l'avancement du projet Keystone XL, nous évaluons les conséquences de cette décision et les options qui s'offrent à nous concernant ces trois projets.

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

Nous surveillons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

FAITS MARQUANTS

Keystone XL

Révocation du permis et dépréciation

Le 20 janvier 2021, le président des États-Unis, Joe Biden, a révoqué le permis présidentiel qui visait l'oléoduc Keystone XL. Nous avons donc suspendu l'avancement du projet d'oléoduc Keystone XL et cessé de capitaliser les coûts, y compris les intérêts pendant la construction, à compter de cette date. Nous avons aussi cessé de comptabiliser un rendement sur la participation du gouvernement de l'Alberta. Nous évaluons maintenant nos options avec notre partenaire, le gouvernement de l'Alberta, et d'autres parties prenantes. Nous prévoyons qu'il faudra comptabiliser dans le résultat une charge après les impôts importante, principalement hors trésorerie, au premier trimestre de 2021. Cette charge sera exclue du bénéfice comparable.

Les effets comptables de la révocation du permis présidentiel au premier trimestre de 2021 et par la suite dépendront de notre évaluation et prise en compte des options susmentionnées, y compris les conséquences sur les accords contractuels déjà conclus. Il nous est donc impossible pour l'instant de quantifier le montant de la charge de dépréciation et des recouvrements connexes. Le montant de la charge de dépréciation, avant les impôts, des actifs de Keystone XL sera déterminé en fonction notamment de la valeur comptable du projet et de tout projet qui y est associé au moment où elle sera comptabilisée, des engagements contractuels en cours, de la valeur nette recouvrable estimative des immobilisations corporelles et des recouvrements contractuels spécifiés, qui ne pourront être raisonnablement estimés tant que nos options n'auront pas été évaluées et que les prochaines étapes n'auront pas été déterminées. Au 31 décembre 2020, la valeur comptable des immobilisations corporelles de Keystone XL, y compris les intérêts capitalisés, s'établissait à 2,8 milliards de dollars. La viabilité de certains projets actuellement associés à l'oléoduc Keystone XL, dont la valeur comptable était chiffrée à 0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2020, fait aussi l'objet d'une réévaluation. Il y a lieu de se reporter aux notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2020 pour plus de précisions.

Début de la construction

Le 31 mars 2020, donc avant que le président Joe Biden ne révoque le permis présidentiel, nous avons annoncé notre intention d'aller de l'avant avec la construction du projet d'oléoduc Keystone XL, qui a donc commencé en avril. Nous avons avancé la construction de 180 km (112 milles) de canalisations, de cinq postes de pompage au Canada et de douze postes de pompage aux États-Unis, et les travaux du tronçon qui traverse la frontière entre les États-Unis et le Canada se sont achevés en juin 2020.

Le 5 août 2020, nous nous sommes engagés à réaliser le projet Keystone XL en ne faisant appel qu'à de la main-d'œuvre syndiquée aux États-Unis. De plus, nous avons pris l'engagement de verser plus de 10 millions de dollars pour créer un fonds de formation sur les emplois verts afin de participer à la formation des travailleurs syndiqués aux projets d'énergie renouvelable.

Le 17 janvier 2021, nous avons annoncé que l'exploitation de l'oléoduc atteindrait la carboneutralité dès sa mise en service, en 2023. Nous nous sommes aussi engagés à faire en sorte que des installations de production d'électricité renouvelable en suffisance soient construites le long du tracé d'ici 2030 pour répondre à la totalité des besoins opérationnels de l'oléoduc.

Aspects financiers

Dans le cadre du plan de financement de l'oléoduc, le gouvernement de l'Alberta a investi environ 0,8 milliard de dollars US à titre de participation au 31 décembre 2020, ce qui a couvert pratiquement tous les coûts de construction jusqu'à la fin de 2020. Le 4 janvier 2021, nous avons obtenu une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US, entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours envers nous, et effectué des prélèvements initiaux sur celle-ci le 8 janvier 2021, en partie pour racheter la majorité de la participation du gouvernement de l'Alberta conformément aux modalités du contrat. La suspension de l'avancement du projet n'entraîne pas la nécessité de rembourser immédiatement l'emprunt, car les modalités de remboursement sont tributaires de certains autres événements ou décisions précisées dans la convention de crédit.

Le 6 novembre 2020, nous avons signé des ententes avec Natural Law Energy prévoyant un investissement éventuel de cinq Premières Nations de l'Alberta et de la Saskatchewan pouvant aller jusqu'à 1,0 milliard de dollars dans Keystone XL et d'autres projets futurs liés aux liquides.

Aspects juridiques et permis

Keystone XL continue d'être aux prises avec certaines difficultés sur le plan juridique et au chapitre de l'obtention des permis nécessaires. Après avoir suspendu l'avancement du projet le 20 janvier 2021, nous évaluons les prochaines étapes concernant ces questions.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 11 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)	2020	2019	2018
Réseau d'oléoducs Keystone	1 474	1 654	1 443
Pipelines en Alberta ¹	92	137	160
Commercialisation des liquides et autres	134	401	246
BAIIA comparable	1 700	2 192	1 849
Amortissement	(332)	(341)	(341)
BAIL comparable	1 368	1 851	1 508
Postes particuliers :			
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	—	69	—
Activités de gestion des risques	(9)	(72)	71
Bénéfice sectoriel	1 359	1 848	1 579
BAIL comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	345	356	370
Dollars US	762	1 127	876
Incidence du change	261	368	262
BAIL comparable	1 368	1 851	1 508

¹ Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier. En juillet 2019, nous avons vendu une participation de 85 % dans Northern Courier et commencé à comptabiliser à la valeur de consolidation notre participation résiduelle de 15 %.

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 489 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019, et il avait augmenté de 269 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018. Ces chiffres tiennent compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIL comparable et du résultat comparable :

- un gain de 69 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier 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.

Le raffermissement du dollar américain en 2020 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens par rapport à 2019, et il avait eu une incidence semblable en 2019 par rapport à 2018.

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.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides avait été supérieur de 343 millions de dollars en 2019 à celui de 2018, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport supplémentaire du pipeline White Spruce, mis en service en mai 2019;
- la diminution du bénéfice par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier en juillet 2019.

Amortissement

L'amortissement a 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. L'amortissement s'était chiffré à 341 millions de dollars en 2019 et en 2018, ce qui reflétait la mise en service de nouvelles installations et le raffermissement du dollar américain, facteurs en partie contrebalancés par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier.

PERSPECTIVES

Résultat comparable

Le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2021 devrait être inférieur au résultat de 2020, 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 non liés à des contrats 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 et les prix mondiaux du pétrole brut ont été fortement touchés par la pandémie de COVID-19, mais nous nous attendons à ce qu'ils se rétablissent graduellement pour revenir aux niveaux antérieurs à la COVID-19 d'ici 2022.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées en 2020 ont totalisé 1,4 milliard de dollars, et ont été consacrées principalement à l'avancement du projet Keystone XL. Nous prévoyons d'investir 0,1 milliard de dollars en 2021 dans notre secteur des pipelines de liquides, compte non tenu des éventuelles conséquences de l'évaluation de nos options concernant le projet Keystone XL.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Se reporter à la page 98 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.

Construction et exploitation

La construction et 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 contre-coup 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.

Bien que la majeure partie des coûts de l'exploitation des pipelines de liquides soit imputée à nos expéditeurs, une partie de notre volume est transportée conformément à une structure tarifaire fixe globale qui nous expose aux fluctuations des coûts, lesquelles peuvent avoir une incidence défavorable sur notre résultat.

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 production 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 pipelinrière

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 expéditeurs, 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 et de diluants 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 ».

Énergie et stockage

Les actifs de production d'électricité que nous détenons représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 4 200 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 visés par des contrats à long terme.

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

Stratégie




- Nous souhaitons maximiser la valeur de notre portefeuille d'actifs de production et de stockage d'énergie en assurant leur gestion sécuritaire et fiable dans une optique d'optimisation de leur capacité.
- Nous voulons poursuivre notre croissance nord-américaine grâce à des infrastructures de production d'électricité à faible risque, le plus possible visée par des contrats.
- Nous explorons des occasions de produire de l'énergie renouvelable pour satisfaire nos besoins énergétiques.

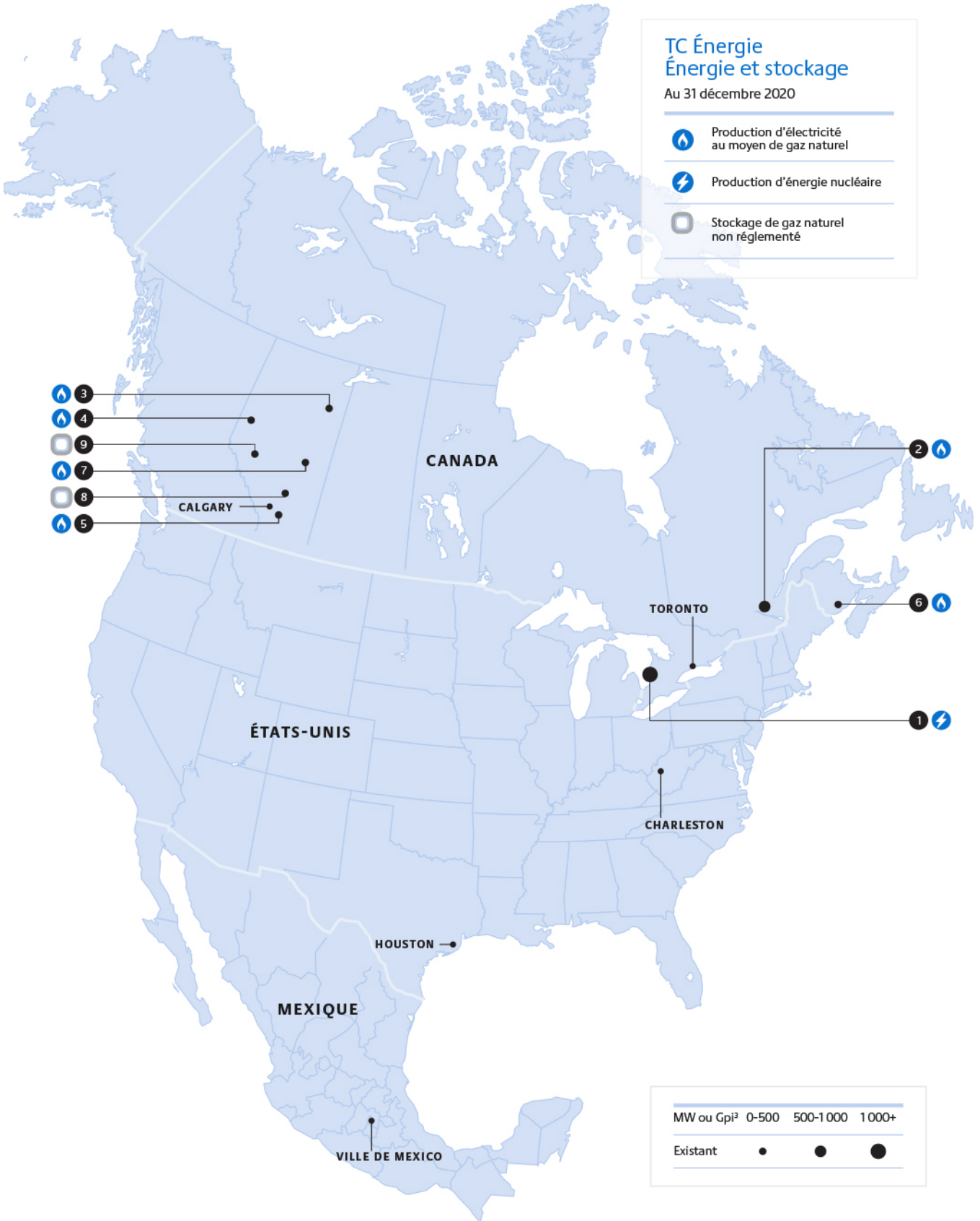
Faits récents

- Avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, l'arrêt d'exploitation ayant permis de commencer le RCP du réacteur 6 le 17 janvier 2020. Le 1^{er} octobre 2020, le projet de RCP du réacteur 6 a franchi un jalon important, alors que la phase de préparation a pris fin et que le programme de remplacement de la conduite d'alimentation et du canal de combustible a débuté.
- Achèvement le 13 mars 2020 des travaux de construction et des activités de mise en service de la centrale alimentée au gaz naturel de Napanee.
- Clôture de la vente de nos centrales électriques alimentées au gaz naturel en Ontario de Halton Hills et de Napanee le 29 avril 2020, ainsi que de notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre.
- Clôture de l'achat de la participation résiduelle de 50 % dans TransCanada Turbines Ltd. (« TC Turbines ») le 13 novembre 2020 pour 67 millions de dollars US.

TC Énergie Énergie et stockage

Au 31 décembre 2020

-  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 4 197 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 effective
1 Bruce Power ¹	3 109	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 Capacité de stockage de 118 Gpi ³				
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 48,4 % 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 ou nous affairons à construire des centrales de production d'électricité totalisant une capacité d'environ 1 100 MW au Canada, sans compter notre investissement dans Bruce Power. Le 29 avril 2020, nous avons mené à bien la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario. Les résultats de ces installations ont été inclus dans le BAIIA comparable jusqu'à leur vente.

Nous détenons quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta, 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 6 430 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.

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé le 17 janvier 2020, la fin des travaux étant prévue pour la fin de 2023. Les investissements dans le programme de RCP des cinq 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.

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 sera 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.

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 il est récolté à des fins médicales pendant certaines interruptions de service prévues pour entretien. En 2020, Bruce Power a fourni suffisamment de cobalt-60 pour stériliser entre 20 et 25 milliards de pièces d'équipement et de matériel médicaux, y compris des gants, des écouvillons pour le dépistage de la COVID-19, du matériel médical à usage unique et du matériel utilisé dans la production de vaccins. Le cobalt-60 est également utilisé dans 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 Sauguen dont le territoire traditionnel est celui où se trouvent les installations de Bruce Power.

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.

FAITS MARQUANTS

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 13 mars 2020, nous avons mis en service la centrale de Napanee après avoir terminé les travaux de construction et les activités de mise en service.

Le 29 avril 2020, nous avons clôturé la vente de nos centrales électriques de Halton Hills et de Napanee de même que notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale d'Ontario Power Generation Inc. pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements de clôture. Des pertes de 414 millions de dollars avant les impôts (283 millions de dollars après les impôts) ont été comptabilisées en 2020 et tiennent compte de la finalisation des obligations postérieures à la clôture. La perte totale de 693 millions de dollars avant les impôts (477 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tient compte des pertes comptabilisées en 2019 alors que les actifs étaient classés dans les actifs destinés à la vente, ainsi que de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Cette perte pourrait être revue ultérieurement, lors du règlement des réclamations d'assurance en cours.

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé le 17 janvier 2020, la fin des travaux étant prévue pour la fin de 2023. À la fin de mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure en vertu de son contrat avec la SIERE. Cet avis de force majeure porte sur le programme de RCP du réacteur 6 et sur certains travaux de gestion d'actifs. Le 11 mai 2020, les travaux ont repris dans le cadre des programmes de RCP du réacteur 6 et de gestion d'actifs et des mesures de prévention supplémentaires ont été mises en place pour assurer la sécurité des travailleurs dans le contexte de la COVID-19, et les activités liées au chemin critique progressent. L'incidence du cas de force majeure dépendra en définitive de l'ampleur et de la durée des perturbations causées par la pandémie et du succès des mesures d'atténuation qui auront été prises par Bruce Power.

Le 1^{er} octobre 2020, le projet de RCP du réacteur 6 a franchi un jalon important, alors que la phase de préparation a pris fin et que le programme de remplacement de la conduite d'alimentation et du canal de combustible a débuté. Au 31 décembre 2020, le projet respectait toujours le calendrier et le budget. Les activités d'exploitation des autres réacteurs se poursuivent comme en temps normal, les arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ayant été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2020 et celui du réacteur 8, au quatrième trimestre de 2020.

TC Turbines

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. TC Turbines fournit des services d'entretien, de réparation et de révision de turbines à gaz industrielles et vend des pièces de rechange. Les résultats de TC Turbines sont entièrement consolidés dans nos résultats financiers depuis l'acquisition.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 11 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)	2020	2019	2018
Bruce Power ¹	439	527	311
Installations énergétiques au Canada ²	213	285	428
Stockage de gaz naturel et autres	25	20	13
BAIIA comparable	677	832	752
Amortissement	(67)	(95)	(119)
BAII comparable	610	737	633
Postes particuliers :			
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	(414)	(279)	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	68	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(8)	(5)
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	—	—	170
Activités de gestion des risques	(15)	(63)	(19)
Bénéfice sectoriel	181	455	779

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 le 29 avril 2020, de la centrale de Coolidge jusqu'à sa vente en mai 2019 et des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne jusqu'à leur vente en octobre 2018.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et stockage a diminué de 274 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019 et avait diminué de 324 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une perte de 414 millions de dollars avant les impôts comptabilisée en 2020 (279 millions de dollars avant les impôts en 2019) relativement à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et stockage » pour un complément d'information;
- 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 (5 millions de dollars en 2018, compte tenu d'un gain comptabilisé au premier trimestre de 2018 sur la vente de nos contrats de vente au détail);
- en 2018, un gain de 170 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- les pertes non réalisées 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 2020, le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a été inférieur de 155 millions de dollars à celui de 2019; cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la mise hors service prévue du réacteur 6 de Bruce Power, le 17 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 diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020, bien que la centrale de Napanee ait dégagé un résultat supplémentaire jusqu'à cette date après sa mise en service le 13 mars 2020. De plus, nous avons vendu notre centrale de Coolidge en mai 2019.

En 2019, le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage avait été supérieur de 80 millions de dollars à celui de 2018; cette hausse était attribuable essentiellement à l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite essentiellement de la hausse des prix de l'électricité réalisés en 2019 et de la diminution des revenus tirés des fonds investis pour couvrir les avantages de retraite futurs en 2018, en partie annulée par la diminution des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la baisse de l'apport des installations de production énergétique au Canada, principalement à cause de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en octobre 2018 et de celle de la centrale de Coolidge en mai 2019. Le résultat de nos centrales de cogénération situées en Alberta avait également été moins élevé en raison d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et d'un ajustement apporté à la facturation d'une période précédente par l'une de ces centrales.

Amortissement

L'amortissement a 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. L'amortissement avait diminué de 24 millions de dollars en 2019 comparativement à l'amortissement de 2018, ce qui s'expliquait essentiellement par la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en juin 2018, de notre centrale de Coolidge en décembre 2018 et de notre centrale de Halton Hills en juillet 2019 par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente. Ces diminutions de l'amortissement ont été en partie contrebalancées par l'accroissement de l'amortissement de nos centrales de cogénération albertaines en raison de la réévaluation de la durée de vie utile de certaines de leurs composantes.

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 11 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)	2020	2019	2018
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits ¹	1 681	1 746	1 526
Charges d'exploitation	(884)	(883)	(852)
Amortissement et autres	(358)	(336)	(363)
BAIIA comparable et BAII comparable²	439	527	311
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	88 %	84 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	276	393	280
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	36	58	92
Volumes des ventes (en GWh) ²	20 956	22 669	23 486
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁵	80 \$	76 \$	67 \$

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

2 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,4 % dans Bruce Power (48,4 % en 2019; 48,3 % en 2018). Les volumes des ventes incluent la production réputée, ainsi que celle du réacteur 6 jusqu'au 17 janvier 2020, date 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 mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé le 17 janvier 2020. Exclusion faite de ce programme, la capacité disponible s'est chiffrée à 88 % en 2020, car des travaux d'entretien prévus ont 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. La capacité disponible s'était chiffrée à 87 % en 2018, car des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés aux réacteurs 1, 4 et 8.

PERSPECTIVES

Résultat comparable

Le résultat comparable du secteur Énergie et stockage de 2021 devrait être inférieur à celui de 2020, essentiellement à cause d'un apport moins élevé de Bruce Power, analysé ci-dessous, et de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, le 29 avril 2020.

Notre quote-part du résultat de Bruce Power pour 2021 devrait être inférieure, principalement en raison de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, hors RCP, et de la hausse des coûts d'exploitation en 2021. Des travaux d'entretien prévus devraient avoir lieu au réacteur 1 au premier semestre de 2021 et au réacteur 7 au second semestre de 2021, et une mise à l'arrêt du réacteur 3 devrait commencer vers la fin du premier trimestre de 2021 et se terminer au début du quatrième trimestre de 2021. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2021, exclusion faite du réacteur 6, devrait se situer dans le milieu de la fourchette des 80 %.

Dépenses d'investissement

En 2020, nous avons investi 0,7 milliard de dollars pour notre quote-part du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power et de divers projets d'investissement de maintenance, et nous prévoyons d'investir environ 0,8 milliard de dollars en 2021.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Énergie et stockage. Se reporter à la page 98 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. Les contrats visant ces actifs viennent à échéance à moyen ou à long terme, et 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. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux et provinciaux 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 la valeur de nos actifs. 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.

Siège social

FAITS MARQUANTS

Départ à la retraite de notre président et chef de la direction et nouvelle nomination à ce poste

Le 21 septembre 2020, nous avons annoncé le départ à la retraite de Russ Girling, président et chef de la direction de TC Énergie, qui a également quitté son siège au conseil d'administration le 31 décembre 2020. François Poirier, auparavant chef de l'exploitation et président, Énergie et stockage, a pris la relève de M. Girling au poste de président et de chef de la direction et siège au conseil depuis le 1^{er} janvier 2021. M. Girling secondera M. Poirier pendant la transition jusqu'au 28 février 2021.

Rachat de parts ordinaires de TC PipeLines, LP

Le 15 décembre 2020, nous avons annoncé la conclusion d'une entente définitive et d'un plan de fusion concernant le rachat de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui ne sont pas détenues par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. Aux termes de l'entente, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP recevront 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Ce ratio d'échange reflète une valeur d'environ 1,69 milliard de dollars US pour la totalité des parts ordinaires détenues dans le public de TC PipeLines, LP, soit 38 millions d'actions ordinaires de TC Énergie, en fonction du cours de l'action ordinaire à la clôture de la Bourse de New York le 19 janvier 2021. Les porteurs des parts ordinaires détenues dans le public seront invités à voter sur le plan de fusion le 26 février 2021. La clôture de la transaction devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2021, sous réserve de l'approbation par les porteurs de la majorité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP et des approbations réglementaires habituelles. À la clôture, TC PipeLines, LP sera détenue en propriété exclusive par TC Énergie et cessera d'être une société en commandite cotée en bourse.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice (la perte) du secteur Siège social (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 11 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)	2020	2019	2018
BAIIA et BAII comparables	(16)	(17)	(59)
Poste particulier :			
Gain (perte) de change – prêts intersociétés ¹	86	(53)	5
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	70	(70)	(54)

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

Le bénéfice sectoriel du siège social pour 2020 représente une amélioration de 140 millions de dollars par rapport à la perte sectorielle de 70 millions de dollars inscrite en 2019. La perte sectorielle du siège social de 2019 avait été supérieure de 16 millions de dollars à celle de 2018.

Le bénéfice sectoriel ou la perte sectorielle du siège social comprend 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 montants sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et ils ont été exclus du calcul du BAIIA et du BAII 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.

Le BAIIA comparable du secteur a été presque identique, en 2020, à celui de 2019, qui avait été supérieur de 42 millions de dollars à celui de 2018, principalement grâce à la baisse des frais généraux et frais d'administration.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(685)	(598)	(549)
Libellés en dollars US	(1 302)	(1 326)	(1 325)
Incidence du change	(446)	(434)	(394)
	(2 433)	(2 358)	(2 268)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(89)	(161)	(121)
Intérêts capitalisés	294	186	124
Intérêts débiteurs	(2 228)	(2 333)	(2 265)

Les intérêts débiteurs de 2020 ont 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 le 22 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, au premier trimestre de 2020. L'augmentation relative à Keystone XL résulte 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 sont 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. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

Les intérêts débiteurs en 2019 avaient augmenté de 68 millions de dollars par rapport à 2018, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2019 et en 2018, déduction faite de ceux parvenus à maturité;
- de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US;
- des emprunts à court terme plus élevés;
- de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant surtout à Keystone XL et à la centrale de Napanee.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	106	203	103
Libellée en dollars US	182	205	326
Incidence du change	61	67	97
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	349	475	526

La provision pour les fonds utilisés durant la construction a diminué de 126 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019. La baisse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique 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'explique 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 entravent toujours la construction, facteur en partie annulé par la poursuite de la construction du projet Villa de Reyes.

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2019 avait été inférieure de 51 millions de dollars à celle de 2018, principalement en raison de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, facteur en partie contrebalancé par les dépenses d'investissement consacrées à notre réseau de NGTL et à l'investissement continu dans nos projets au Mexique.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	173	162	177
Postes particuliers :			
(Pertes) gains de change – prêts intersociétés	(86)	53	(5)
Activités de gestion des risques	126	245	(248)
Intérêts créditeurs et autres	213	460	(76)

En 2020, les intérêts créditeurs et autres ont été inférieurs de 247 millions de dollars à ceux de 2019, tandis qu'ils avaient été supérieurs de 536 millions de dollars en 2019 à ceux de 2018. 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) 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.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable de 2020 ont été supérieurs de 11 millions de dollars à ceux de 2019, principalement sous 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.

Les intérêts créditeurs et autres qui sont inclus dans le résultat comparable avaient diminué de 15 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018 en raison de l'effet net :

- des pertes réalisées plus élevées en 2019 qu'en 2018 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 plus élevés en 2019 sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos, étant donné que l'encours lui-même était plus élevé.

Notre quote-part des gains et des pertes de change et des intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés libellés en pesos exigibles des coentrepreneurs de la coentreprise de Sur de Texas est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et du secteur Gazoducs – Mexique, respectivement, et elle n'a aucun effet sur le bénéfice net.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(654)	(898)	(693)
Postes particuliers :			
Reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	299	195	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	131	85	—
Gain sur la vente partielle Coastal GasLink LP	38	—	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	18	(173)	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	—	46	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	32	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	2	1
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	(14)	—
Radiation du passif réglementaire de la société en commandite cotée en bourse	—	—	115
Réforme fiscale aux États-Unis	—	—	52
Dépréciation des actifs de Bison	—	—	44
Vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	27
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	—	5
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	—	—	(27)
Résiliation des contrats liant Bison	—	—	(8)
Activités de gestion des risques	(26)	(29)	52
Charge d'impôts	(194)	(754)	(432)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2020 a été inférieure de 560 millions de dollars à celle de 2019; elle avait augmenté de 322 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018. 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 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 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.

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.

En 2018 :

- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'une société en commandite cotée en bourse par suite de la modification de la réglementation fiscale aux États-Unis et du traitement des impôts aux fins de l'établissement des taux s'appliquant aux sociétés en commandite cotées en bourse;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis.

Par ailleurs, l'incidence fiscale des postes particuliers des secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Pipelines de liquides et Énergie et stockage indiquée dans d'autres sections du présent rapport de gestion a également été déduite de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2020 a diminué de 244 millions de dollars comparativement à celle de 2019, ce qui découle principalement de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada et de l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2019 était supérieure de 205 millions de dollars à celle de 2018, principalement en raison de la hausse du résultat avant les impôts sur le bénéfice et de la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, facteurs en partie compensés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC

En 2017, la réforme fiscale aux États-Unis a été ratifiée, et le taux d'imposition fédéral des sociétés en vigueur dans ce pays est passé de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018, ce qui a donné lieu à une réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés existants de nos entreprises américaines pour prendre en compte le nouveau taux d'imposition réduit au 31 décembre 2017. Étant donné la portée considérable de la loi, les émetteurs inscrits à la SEC ont été autorisés à comptabiliser des montants provisoires en date du 31 décembre 2017 qui pouvaient être rajustés lorsque des informations supplémentaires seraient connues, préparées ou analysées, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépasse pas un an. Nous avons apporté des ajustements supplémentaires aux montants provisoires en 2018.

Conformément au formulaire 501-G de la FERC et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux, les soldes des cumuls d'impôts reportés de tous les pipelines détenus par TC Pipelines, LP, en propriété exclusive ou non, ont été retranchés des bases tarifaires correspondantes. Par conséquent, les passifs réglementaires nets comptabilisés à l'égard de ces actifs conformément à la réforme fiscale aux États-Unis ont été radiés, ce qui s'est soldé par l'inscription d'un autre recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars en 2018.

Dans le cadre de la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié les règlements définitifs afférents à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale en 2019 et les règles définitives anti-entités hybrides, le 7 avril 2020. Ces règlements définitifs n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés de 2020.

Réforme fiscale au Mexique

En 2019, le Mexique a promulgué une loi réformant son régime fiscal qui portait notamment sur la déductibilité des intérêts et les déclarations fiscales. Ces nouveautés n'ont pas eu une incidence significative sur nos états financiers consolidés de 2020.

Diminution du taux d'imposition en Alberta

Le 9 décembre 2020, le gouvernement de l'Alberta a promulgué la réduction de son taux d'imposition des sociétés, qui est passé à 8 % à compter du 1^{er} juillet 2020. Cette modification n'a eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés de 2020.

(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(297)	(293)	(315)
Postes particuliers :			
Dépréciation des actifs de Bison	—	—	538
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	—	59
Résiliation des contrats liant Bison	—	—	(97)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(297)	(293)	185

Le (bénéfice net) la perte nette attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 4 millions de dollars en 2020 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 comprend une perte de conversion et un rendement cumulé en 2020.

Le (bénéfice net) la perte nette attribuable aux participations sans contrôle avait augmenté de 478 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018. Cette variation était principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants, inscrits en 2018 :

- une charge de 538 millions de dollars avant les impôts liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle d'une dépréciation de 722 millions de dollars des actifs de Bison comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- une charge de 59 millions de dollars avant les impôts liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle d'une dépréciation de 79 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Tuscarora comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- le bénéfice de 97 millions de dollars avant les impôts lié à la portion attribuable aux participations sans contrôle des paiements de résiliation des contrats liant Bison, de 130 millions de dollars, reçus de certains clients et comptabilisés par TC PipeLines, LP.

Lors de la consolidation, nous avons inscrit la quote-part de 74,5 % attribuable aux participations sans contrôle de ces opérations, qui ont été exclues du calcul du résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information sur le test de dépréciation auquel l'écart d'acquisition et les actifs ont été soumis.

En 2019, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a diminué de 22 millions de dollars comparativement à 2018, en grande partie en raison de la baisse du bénéfice de TC PipeLines, LP, en partie compensée par le raffermissement du dollar américain qui a eu pour effet d'accroître le résultat comparable équivalent en dollars canadiens provenant de TC PipeLines, LP.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Dividendes sur les actions privilégiées	(159)	(164)	(163)

En 2020, le dividende déclaré sur les actions privilégiées, soit 159 millions de dollars, a été sensiblement le même qu'en 2019 et en 2018.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources 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 contreparties, 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.

Nous avons continué d'améliorer notre situation financière en 2020 comme suit :

- la clôture de la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- la clôture de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP pour un produit net de 656 millions de dollars;
- l'établissement de facilités de crédit de premier rang garanties de sept ans pour Coastal GasLink LP d'un montant actuellement fixé à 6,8 milliards de dollars. Immédiatement avant la vente de la participation, une somme de 1,6 milliard de dollars a été prélevée sur ces facilités de crédit, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie;
- l'émission par TransCanada PipeLines Limited de billets à moyen terme à sept ans portant intérêt au taux fixe de 3,8 % par année d'un montant de 2,0 milliards de dollars et de billets de premier rang non garantis à dix ans portant intérêt au taux fixe de 4,1 % par année d'un montant de 1,25 milliard de dollars US;
- l'établissement d'un emprunt à terme à prélèvements prédéterminés de 4,2 milliards de dollars US pour Columbia Pipeline Group, Inc., sur lequel un montant de 4,0 milliards de dollars US était prélevé en janvier 2021, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit d'un montant correspondant;
- la conclusion au deuxième trimestre de 2020 de facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars US, qui ont été résiliées au quatrième trimestre de 2020 puisqu'elles n'étaient plus nécessaires.

De plus, au début de janvier 2021, nous avons 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. Nous avons prélevé 579 millions de dollars US sur la facilité de crédit le 8 janvier 2021, et le produit a notamment servi à racheter la majorité des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta. La facilité porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en janvier 2024. La suspension de l'avancement du projet n'entraîne pas l'obligation de rembourser immédiatement la dette, car les remboursements sont tributaires d'autres événements ou décisions précisés dans la convention de facilité de crédit.

Ces transactions témoignent de notre capacité continue d'accéder aux marchés des capitaux dans toutes les conditions de marché, y compris durant des périodes de perturbations comme celle qui découle de la COVID-19. De concert avec nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, nos fonds en caisse, nos importantes facilités de crédit confirmées et divers autres leviers financiers que nous pouvons utiliser, elles nous positionnent de sorte que nous puissions continuer de financer nos obligations, notre programme d'investissement et nos dividendes. Nous prévoyons que la COVID-19 et la récente volatilité des prix des produits de base n'auront pas d'incidence importante sur nos flux de trésorerie liés à l'exploitation, puisque nous tirons la majeure partie de nos produits de contrats à long terme ou de modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service. Ces facteurs ont toutefois exacerbé le risque de crédit lié aux contreparties. Se reporter à la rubrique « Risques financiers » pour un complément d'information.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2020, notre actif à court terme s'élevait à 5,2 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 12,0 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 6,8 milliards de dollars, comparativement à 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2019. 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 6,0 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 4,0 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Au 31 décembre 2020, 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 de nos facilités de crédit supplémentaires, de nos activités de gestion du portefeuille, de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

Au 31 décembre 2020, notre actif total se chiffrait à 100,3 milliards de dollars, comparativement à 99,3 milliards de dollars au 31 décembre 2019, ce qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2020, partiellement contrebalancé par l'amortissement, les ventes d'actifs et l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain au 31 décembre 2020 par rapport au 31 décembre 2019 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2020, notre passif total s'établissait à 66,8 milliards de dollars, soit un niveau semblable au 31 décembre 2019.

Nos capitaux propres totalisaient 33,1 milliards de dollars au 31 décembre 2020, par rapport à 32,4 milliards de dollars au 31 décembre 2019. Cette hausse découle principalement du bénéfice net, déduction faite des dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées, contrebalancé en partie par les autres éléments du résultat étendu.

Structure du capital consolidé

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

aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	Pourcentage du total	2019	Pourcentage du total
Billets à payer	4 176	5	4 300	5
Participation sans contrôle rachetable ¹	633	1	—	—
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	36 885	45	36 985	46
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(1 530)	(2)	(1 343)	(2)
Dette nette	40 164	49	39 942	49
Billets subordonnés de rang inférieur	8 498	10	8 614	11
Participation sans contrôle rachetable ²	393	1	—	—
Actions privilégiées	3 980	5	3 980	5
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires ³	29 100	35	28 417	35
	82 135	100	80 953	100

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

2 Classée dans les capitaux propres mezzanine au bilan consolidé.

3 Comprend nos participations sans contrôle.

Au 12 février 2021, nous avons des capacités inutilisées de 3,0 milliards de dollars, de 3,0 milliards de dollars et de 2,8 milliards de dollars US aux termes des capitaux propres de TC Énergie et des prospectus préalables de TCPL au Canada et aux États-Unis, 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 2020, 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)	2020	2019	2018
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 058	7 082	6 555
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(6 052)	(6 872)	(10 019)
	1 006	210	(3 464)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(800)	693	2 748
	206	903	(716)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(19)	(6)	73
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	187	897	(643)

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 058	7 082	6 555
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	327	(293)	102
Fonds provenant de l'exploitation	7 385	6 789	6 657
Postes particuliers :			
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	1
Résiliation des contrats liant Bison	—	—	(122)
Gain net sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	(14)
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 385	7 117	6 522

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 24 millions de dollars en 2020 par rapport à 2019, en raison principalement 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.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 527 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018, en raison surtout du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur, ainsi que de la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 595 millions de dollars en 2019, comparativement à 2018, en raison surtout de l'incidence nette de la hausse du résultat, de l'augmentation des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et du recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée relative au réseau de NGTL.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(8 013)	(7 475)	(9 418)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(122)	(707)	(496)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(765)	(602)	(1 015)
	(8 900)	(8 784)	(10 929)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	3 407	2 398	614
Acquisition	(88)	—	—
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	470
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	186	121
Paieement au titre d'actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc.	—	(373)	—
Montants reportés et autres	(471)	(299)	(295)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(6 052)	(6 872)	(10 019)

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 et d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP ainsi que du montant versé aux actionnaires dissidents de Columbia Pipeline Group, Inc. en 2019, dont il est question ci-dessous. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le coût lié à l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2018 et 2019, passant de 10,0 milliards de dollars à 6,9 milliards de dollars, en raison surtout du produit tiré de la vente de certains actifs de Columbia Midstream et de la centrale de Coolidge, ainsi que de la réduction des dépenses d'investissement et des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Ces facteurs ont été contrés en partie par la hausse des dépenses relatives aux projets d'investissement en cours d'aménagement, par la non-récurrence des recouvrements liés à Coastal GasLink réalisés en 2018 et par le montant versé aux actionnaires dissidents de Columbia Pipeline Group, Inc. en 2019 au titre de la valeur de leurs actions établie par des experts, majorée des intérêts, aux termes d'une décision du tribunal qui a confirmé le prix d'achat initial des actions.

Dépenses d'investissement¹

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Gazoducs – Canada	3 608	3 906	2 478
Gazoducs – États-Unis	2 785	2 516	5 771
Gazoducs – Mexique	173	357	797
Pipelines de liquides	1 442	954	581
Énergie et stockage	834	1 019	1 257
Siège social	58	32	45
	8 900	8 784	10 929

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Dépenses en immobilisations

En 2020, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL et des projets de Columbia Gas, de la construction de Keystone XL, de la construction de Coastal GasLink et avant la vente d'une participation de 65 % et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2020 reflète les dépenses plus élevées consacrées à Keystone XL et à Columbia Gas, en partie contrebalancées par la diminution des sommes affectées au réseau de NGTL et à Napanee et par l'adoption de la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour notre participation dans Coastal GasLink LP après sa vente partielle.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2020, en 2019 et en 2018 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 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 ont diminué en 2019 par rapport à 2018, principalement en raison de la réduction de nos investissements dans Millennium et Sur de Texas, en partie contrebalancée par l'augmentation des investissements dans Bruce Power.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2019 et en 2018 comprennent notre quote-part du financement par emprunt de Sur de Texas.

Produit de la vente d'actifs

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 financement de projet de Coastal GasLink LP qui a précédé la vente de la participation.

En 2019, nous avons conclu les transactions 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.

En octobre 2018, nous avons mené à terme la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.

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.

Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement

En novembre 2018, nous avons reçu 470 millions de dollars conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de leur quote-part des coûts préalables à la décision d'investissement finale.

Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2019 et en 2018 sont essentiellement attribuables à notre quote-part des 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 2019 et en 2018, nous avons reçu des distributions de 120 millions de dollars et de 121 millions de dollars, respectivement, de Bruce Power par suite de son émission de billets de premier rang sur les marchés financiers. Nous avons également reçu des distributions de 66 millions de dollars en 2019 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 (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(220)	1 656	817
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 770	3 024	6 238
Remboursements sur la dette à long terme	(3 977)	(3 502)	(3 550)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	1 436	—
Perte sur le règlement d'instruments financiers	(130)	—	—
Dividendes et distributions versés	(3 367)	(2 174)	(1 954)
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	1 033	—	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	91	253	1 148
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	49
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(800)	693	2 748

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.

En 2019, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 2,1 milliards de dollars par rapport à 2018, en raison de la diminution des émissions de titres d'emprunt à long terme et d'actions ordinaires, en partie contrebalancée par les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2019 et l'augmentation des billets à payer.

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 2020 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	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 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2030	125 US	2,84 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	175 US	3,12 %
COASTAL GASLINK PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP¹					
	Avril 2020	Facilités de crédit garanties de premier rang	Avril 2027	1 603	Variable

¹ Le 28 avril 2020, Coastal GasLink LP a conclu des facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties. Le 22 mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP, à la suite de quoi elle comptabilise 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 fait un premier prélèvement 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.

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.

De plus, le 4 janvier 2021, nous avons 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 nous. Nous avons prélevé 579 millions de dollars US sur la facilité de crédit le 8 janvier 2021, et le produit a notamment servi à racheter la majorité des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta. La facilité porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en janvier 2024. La suspension de l'avancement du projet n'entraîne pas l'obligation de rembourser immédiatement la dette, car le remboursement est tributaire d'autres événements ou décisions précisés dans la convention de facilité de crédit. Se reporter aux notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2020 pour un complément d'information.

Le 9 décembre 2020, notre filiale Columbia Pipeline Group, Inc. a conclu un emprunt à terme à prélèvements prédéterminés de 4,2 milliards de dollars US, échéant en juin 2022 et portant intérêt à un taux variable, devant servir à des fins générales. 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.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2020 et au début de 2021 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Janvier 2021	Déventures	400 US	9,875 %
	Novembre 2020	Déventures	250	11,80 %
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	3,80 %
	Mars 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	4,60 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Octobre 2020	Facilité d'emprunt non garantie	99 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	3,30 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	100 US	5,29 %

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 2020, 2019 et 2018, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2020.

Apports d'une participation sans contrôle rachetable

En 2020, les filiales de Keystone XL qui nous appartiennent ont émis des titres de catégorie A se chiffrant à 1 033 millions de dollars en faveur du gouvernement de l'Alberta. Pour plus de renseignements sur la participation sans contrôle rachetable, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2020.

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. Entre le 1^{er} juillet 2016 et le 31 octobre 2019, ces actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 % par rapport aux cours du marché sur une période donnée.

À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie ont cessé d'être émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte. Elles sont plutôt achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Programme d'émission au cours du marché de TC Énergie

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme ACM qui nous a permis d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché en vigueur. Le programme ACM, qui a été en vigueur pour une période de 25 mois, prévoyait initialement des émissions d'actions ordinaires totalisant au plus 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars US. En juin 2018, nous avons majoré la capacité du programme ACM afin de permettre l'émission, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars. Le total révisé a ainsi été porté à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars US.

En 2018, 20 millions d'actions ordinaires ont été émises aux termes du programme ACM à un prix moyen de 56,13 \$ l'action, pour un produit de 1,1 milliard de dollars après déduction des commissions et frais connexes d'environ 10 millions de dollars.

En juillet 2019, le programme ACM est venu à échéance et aucune action ordinaire n'a été émise en 2019.

Le 7 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 du nouveau programme en 2020.

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

En 2018, TC PipeLines, LP a émis 0,7 million de parts dans le cadre de son programme ACM, aux termes duquel cette dernière pouvait, à l'occasion, offrir et vendre, par l'entremise d'agents de vente, des parts ordinaires représentant des participations de commanditaire. En 2018, le programme ACM de TC PipeLines, LP a généré un produit net d'environ 39 millions de dollars. En août 2019, ce programme ACM de TC PipeLines, LP est arrivé à échéance. Aucune part ordinaire n'a été émise en 2019. Aux 31 décembre 2020 et 2019, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 %.

Information sur les actions

au 12 février 2021		
Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	940 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 13	20 millions	Actions privilégiées de série 14
Série 15	40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	9 millions	5 millions

Le 30 janvier 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, à raison de une pour une, en actions privilégiées de série 1.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2020.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,24 \$	3,00 \$	2,76 \$
par action privilégiée de série 1	0,86975 \$	0,8165 \$	0,8165 \$
par action privilégiée de série 2	0,7099 \$	0,89872 \$	0,78835 \$
par action privilégiée de série 3	0,48075 \$	0,538 \$	0,538 \$
par action privilégiée de série 4	0,54989 \$	0,73872 \$	0,62748 \$
par action privilégiée de série 5	0,56575 \$	0,56575 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	0,52537 \$	0,7976 \$	0,69341 \$
par action privilégiée de série 7	0,97575 \$	0,98181 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 9	0,9405 \$	1,032 \$	1,0625 \$
par action privilégiée de série 11	0,92194 \$	0,95 \$	0,95 \$
par action privilégiée de série 13	1,375 \$	1,375 \$	1,375 \$
par action privilégiée de série 15	1,225 \$	1,225 \$	1,225 \$

Le 17 février 2021, nous avons majoré de 7,4 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,87 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2021, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,48 \$ 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 12 février 2021, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,4 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

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 2024	3,0 milliards \$	2,4 milliards \$
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 2021	4,5 milliards \$ US	4,1 milliard \$ US
TCPL/TCPL USA/ Columbia/ TransCanada American Investments Ltd.	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2022	1,0 milliard \$ US	1,0 milliard \$ 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 milliards \$	1,1 milliard \$
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 milliards MXN	3,0 milliards MXN

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

Au 12 février 2021, certaines autres filiales de TC Énergie disposaient de facilités de crédit confirmées consenties par un tiers dont le solde inutilisé s'élevait à montant additionnel de 0,8 milliard de dollars.

Au deuxième trimestre de 2020, des facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars US ont été conclues. Ces facilités de crédit ont été résiliées au quatrième trimestre de 2020 puisqu'elles n'étaient plus nécessaires.

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 2020 (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	4 176	4 176	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	45 701	1 972	3 762	2 998	36 969
Contrats de location-exploitation ²	641	86	142	132	281
Obligations d'achat	5 182	2 514	1 018	442	1 208
	55 700	8 748	4 922	3 572	38 458

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 4,2 milliards de dollars à la fin de 2020, contre 4,3 milliards de dollars à la fin de 2019.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2020, la dette à long terme s'élevait à 36,9 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 8,5 milliards de dollars, comparativement à 37,0 milliards de dollars et à 8,6 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2019.

Nous nous efforçons d'échelonner le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de notre dette à long terme, exclusion faite des options de remboursement anticipé, et de nos billets subordonnés de rang inférieur est d'environ 22 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 2020 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2020 (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	24 363	1 808	3 370	3 095	16 090
Billets subordonnés de rang inférieur	21 532	442	884	885	19 321
	45 895	2 250	4 254	3 980	35 411

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 2020 (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	1 690	131	304	286	969
Dépenses d'investissement ²	936	781	154	1	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	680	119	215	123	223
Dépenses d'investissement ²	254	254	—	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	152	76	76	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ²	880	857	23	—	—
Autres	12	3	6	3	—
Énergie et stockage					
Dépenses d'investissement ²	279	152	126	1	—
Autres ³	62	14	19	14	15
Siège social					
Autres	233	123	95	14	1
Dépenses d'investissement ²	4	4	—	—	—
	5 182	2 514	1 018	442	1 208

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 de 20 milliards de dollars destiné à des projets garantis et un montant de 8 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement, qui doivent faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. 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

Northern Courier

En tant qu'exploitant du pipeline Northern Courier, nous avons 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. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en 2055.

Au 31 décembre 2020, le risque découlant des garanties de Northern Courier était évalué à 300 millions de dollars, pour une valeur comptable d'environ 26 millions de dollars.

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 2021.

Au 31 décembre 2020, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 100 millions de dollars, pour une valeur comptable de moins de 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power expirera en 2023.

Au 31 décembre 2020, 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 2020, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 78 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

Nous nous attendons à capitaliser en 2021 environ 128 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 59 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 13 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2020, nous avons capitalisé 124 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 9 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 13 millions de dollars pour remplir les exigences de solvabilité.

Perspectives

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sera effectuée en date du 1^{er} janvier 2021. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2021 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d'amortir les déficits de solvabilité, en plus du coût des services rendus habituel. Selon nous, la pandémie de COVID-19 n'aura pas d'incidence sur la capitalisation requise.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite a été porté à 114 millions de dollars en 2020, contre 83 millions de dollars en 2019, en raison surtout de la diminution des taux d'actualisation.

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 processus de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer les risques susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'atteinte de nos objectifs stratégiques, notamment les risques liés aux facteurs ESG.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques d'entreprise, ce qui consiste notamment à vérifier que des systèmes de gestion adéquats sont en place afin de repérer et de gérer les risques et à assurer la surveillance par le conseil des politiques, programmes et pratiques de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers :

- 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'environnement, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l'exploitation;
- 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.

Les risques particuliers à chaque secteur d'exploitation sont analysés dans les sections respectives du présent rapport de gestion. Certains des risques généraux auxquels notre société est exposée dans l'ensemble de nos installations et qui font l'objet d'une surveillance continue sont résumés ci-après.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Interruption des activités Les risques opérationnels tels que les pannes et défaillances de matériel, les conflits de travail, une pandémie, les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, d'actes de terrorisme ou de sabotage.	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 et de dommages écologiques.	Notre système de gestion, le SGOT, englobe nos programmes visant la santé, la sécurité, la durabilité, la protection de l'environnement et l'intégrité des actifs destinés à prévenir les incidents et à assurer la protection de notre personnel, des entrepreneurs et du public, de l'environnement et de nos actifs. Le SGOT comprend des programmes de 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 de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.

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 détecter 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. Une mauvaise gestion des attentes et des enjeux qui importent à nos parties prenantes, y compris en ce qui concerne les changements climatiques, pourrait entacher notre réputation et nuire à notre capacité d'exercer nos activités et de prendre de l'expansion ainsi qu'à notre accès à des sources de financement au coût du capital.</p>	<p>Notre réputation auprès de nos parties prenantes, notamment les collectivités autochtones, peut avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation et nos projets, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général. Si les investisseurs en viennent à avoir une perception négative de nos infrastructures énergétiques, cela pourrait entraver notre accès à des capitaux d'investissement dans l'avenir.</p>	<p>Nos quatre valeurs fondamentales, la sécurité, la responsabilité, la collaboration et l'intégrité, nous guident dans l'établissement et le maintien de nos principales relations et dans nos interactions avec les parties prenantes. Nous sommes fiers des relations étroites que nous avons tissées avec les parties prenantes partout où nous sommes présents, et nous cherchons continuellement à les resserrer. En plus de nos valeurs fondamentales, nous avons élaboré des programmes et des politiques qui façonnent nos interactions, clarifient les attentes, évaluent les risques et facilitent l'atteinte de résultats mutuellement avantageux. 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>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 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, notamment ceux qui concernent les facteurs ESG, et de recevoir leurs commentaires. Nous menons aussi des recherches sur les préférences relatives aux facteurs ESG des investisseurs et de nos partenaires financiers, et nous en tenons compte dans notre approche et nos rapports concernant la durabilité et les facteurs ESG.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<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 d'assurer qu'ils sont achevés dans 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 des personnes et des processus, 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 conforme aux normes applicables de l'industrie et respecte les exigences réglementaires applicables. Il englobe nos projets et nos activités et suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation, fixation des objectifs et des cibles, notamment l'atteinte de cibles relatives au nombre total de cas devant être déclarés et viser 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 des cas de non-conformité et de non-adhésion et des possibilités d'amélioration en parallèle avec l'examen de la performance par la direction.

Le comité SSDE examine la performance en SSDE et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des rapports détaillés 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;
- 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 des personnes et des processus;
- notre programme environnemental, qui fait partie du SGOT;
- 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;
- notre programme de santé et d'hygiène du travail, qui englobe la santé physique et mentale;
- l'approche de la direction en ce qui concerne la communication volontaire d'information au public en matière de SSDE.

Santé, sécurité et intégrité des actifs

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos infrastructures pipelinaires, 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 2020, nous avons engagé 1,5 milliard de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit une augmentation de 286 millions de dollars par rapport à 2019 qui s'explique en partie par l'accroissement des dépenses en immobilisations affectées au remplacement de pipelines rendu nécessaire par la croissance de la population à proximité de nos réseaux de pipelines, les modifications apportées pour faciliter l'inspection interne d'un plus grand nombre de tronçons de pipelines, les inspections internes plus nombreuses ainsi que les excavations et les réparations connexes sur certains réseaux de pipelines.

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 l'analyse portant sur les interruptions des activités 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 que nous encourons 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 et, 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 2020, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 24 millions de dollars (29 millions de dollars en 2019), 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 2020, nous avons comptabilisé des charges de 64 millions de dollars (69 millions de dollars en 2019) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives et politiques ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification, de même que les politiques mises en œuvre, et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui permettent la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique. Nos actifs situés sur certains territoires sont actuellement soumis à des règles sur les émissions de GES, et nous prévoyons que le nombre de nos actifs visés par de telles règles continuera d'augmenter au fil du temps 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 le 1^{er} janvier 2020. 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 dans ces provinces. Cependant, 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 et produire les rapports connexes. 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 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, 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 récemment 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. De plus, en août 2020, 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 évaluons actuellement ce que représente cette exigence dans le cadre de notre processus de mise en œuvre des 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* pour l'industrie, selon lequel 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 incitatif sur la compétitivité en matière de carbone (*Carbon Competitiveness Incentive Regulation* ou « CCIR ») a été remplacé par le règlement intitulé Technology Innovation and Emissions Reduction (« TIER ») le 1^{er} janvier 2020. Aux termes du règlement CCIR, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil étaient tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Le cadre réglementaire du système TIER est semblable à celui du règlement CCIR, et tous nos gazoducs ainsi que nos actifs de production et de stockage en Alberta y sont assujettis. 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 qui traversent le Québec sont également assujetties à ce programme et des instruments de conformité ont été achetés afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI.

- L'Ontario n'a pas de règlement de tarification du carbone à l'heure actuelle. Ainsi, les installations de production d'électricité et les pipelines de TC Énergie dans cette province sont assujettis au système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») fédéral. Le gouvernement de l'Ontario s'affaire actuellement à élaborer un programme provincial de tarification du carbone visant les industries, le programme des normes de rendement à l'égard des émissions (« programme NRE »). Le programme NRE de l'Ontario a obtenu le statut d'équivalence du gouvernement fédéral en août 2020. Cependant, l'échéancier de mise en œuvre et les exigences de conformité ne sont pas encore arrêtés. Dans l'intervalle, le STFR fédéral s'applique aux activités du réseau principal au Canada en Ontario, et les coûts liés à ce programme sont recouverts à même les droits. À l'heure actuelle, nous prévoyons que ce programme n'aura aucune incidence majeure sur le rendement financier de nos gazoducs en Ontario.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le 13 août 2020, l'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») des États-Unis a publié deux règles définitives visant à alléger le fardeau administratif et les coûts de conformité pour le secteur pétrolier et gazier en ce qui a trait aux normes *New Source Performance Standards* (« NSPS »). L'une des règles, intitulée *Methane Policy Rule*, est une modification réglementaire qui a notamment retiré le secteur du transport et du stockage de la catégorie des sources et abrogé les normes NSPS applicables à ces sources. La deuxième règle, une modification technique, a modifié plusieurs exigences, y compris en ce qui concerne les calendriers de surveillance et de colmatage, la tenue des dossiers et les obligations d'information, en plus d'offrir au secteur la possibilité de remplir certaines exigences des États au lieu des exigences fédérales. Des actions intentées par des groupes de défense de l'environnement et par différentes administrations locales et d'État à l'égard de ces deux règles sont en instance à la Cour d'appel du Circuit de D.C.
- *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. Le 1^{er} janvier 2020, les seuils de fuite nécessitant le colmatage 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.
- *État de Washington* : En 2016, le département d'écologie de Washington a adopté la règle intitulée *Clean Air Rule* (la « règle ») qui crée un programme de plafonnement et de réduction visant à réglementer les émissions de GES provenant des grandes sources fixes, des producteurs, importateurs et distributeurs de produits pétroliers et des distributeurs de gaz naturel dans l'État de Washington. La règle a été contestée devant les tribunaux et, le 16 janvier 2020, la Cour suprême de l'État de Washington a statué que même si le département d'écologie a le pouvoir de réglementer les émetteurs, il ne peut pas réglementer les émetteurs indirects de GES. Ainsi, la Cour a annulé l'application de la règle aux sources indirectes de GES comme les distributeurs de gaz naturel et fournisseurs de combustible. La Cour suprême de l'État de Washington a renvoyé l'affaire à la Cour supérieure pour qu'elle détermine comment séparer la règle. Nous évaluons actuellement les répercussions sur nos actifs de GTN.
- *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* : Le 16 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 gaz à effet de serre des différents secteurs productifs du pays. Selon la définition qu'en donne la LGCC, l'inventaire national des gaz et des composés à effet de serre est le document qui contient l'estimation des émissions anthropogéniques par les sources et de l'absorption par les puits au Mexique.

- 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 au deuxième trimestre de 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 gaz à effet de serre. 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. 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 au début de 2021.

États-Unis

- Gouvernement fédéral : Le 6 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'EPA, 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.
- État de Washington : En 2019, l'État a adopté une loi qui l'engage à rendre son réseau électrique exempt de combustibles fossiles à 80 % d'ici 2030 et à 100 % d'ici 2045. Le département d'écologie a commencé à élaborer des règles en vue de l'atteinte de cet objectif. Lors de la séance législative de 2020, l'État de Washington a aussi adopté une loi qui l'engage à devenir carboneutre d'ici 2050 et qui rehausse ses objectifs de réduction dans l'intervalle. En outre, le département d'écologie a commencé à élaborer des règles pour mettre en application la directive du gouverneur de décembre 2019 visant à renforcer et à normaliser la prise en compte des risques, des vulnérabilités et des conséquences liés aux changements climatiques dans le cadre des évaluations environnementales portant sur les grands projets industriels et de combustibles fossiles ayant des effets importants sur l'environnement. L'incidence sur les actifs de GTN des règlements associés à ces initiatives est toujours en cours d'évaluation.
- 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. L’Oregon a commencé à élaborer des règles pour mettre en application ce décret, et nous en sommes à évaluer lesquelles de nos installations de GTN en Oregon seront touchées. Le 31 juillet 2020, une action a été intentée par une coalition d’entreprises et de groupes commerciaux, dont Oregon Business & Industry, pour contester le décret.
- Michigan : Le Department of Environment, Great Lakes, and Energy du Michigan évalue actuellement de possibles stratégies de contrôle de l’ozone pour la zone de non-conformité du sud-est de l’État ainsi que l’interaction entre le méthane et l’ozone, ce qui pourrait mener à l’élaboration de lois et de règlements ayant une incidence sur TC Énergie par le truchement des installations d’ANR et de Great Lakes touchées au Michigan.
- New York : Le 14 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.

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 et d’audit interne 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 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 le 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 notre entreprise de production d'électricité, nous gérons notre exposition aux variations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures.

Les risques suivants touchent toutes les activités de la société et font l'objet d'une surveillance continue.

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 nos programmes de papier commercial et sur 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, dont certains paramètres pourraient cesser d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet est prévu d'ici le milieu de 2023. Nous continuons de surveiller les faits nouveaux et nous nous préparons à effectuer toutes les modifications de système ou d'ordre contractuel qui pourraient s'imposer, tout en évaluant l'adoption des taux de référence standard proposés par le marché. Cela consiste notamment à dresser la liste des contrats existants et à les analyser afin de déterminer l'effet de la réforme des taux de référence sur nos états financiers consolidés.

Risque de change

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges et des dépenses en immobilisations qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

Parce qu'une partie importante du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition 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 pour deux ans au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

Le taux de change moyen sur la conversion de un dollar américain en dollars canadiens s'est établi comme suit :

2020	1,34
2019	1,33
2018	1,30

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis et au Mexique, principalement libellées en dollars US, est en partie enrayée par les intérêts sur la dette libellée en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2020	2019	2018
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	2 117	2 055	1 830
BAII comparable des gazoducs au Mexique ¹	579	481	486
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	762	1 127	876
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(1 302)	(1 326)	(1 325)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	131	34	15
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	182	205	326
Participations sans contrôle et autres comparables libellées en dollars US	(248)	(233)	(264)
	2 221	2 343	1 944

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

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises 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.

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.

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;
- 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 en raison des événements récents survenus sur le marché et accru nos communications avec elles. Même si le risque de crédit lié aux contreparties a augmenté et que les conséquences à long terme de la pandémie de COVID-19 et les perturbations qu'elle entraîne pour nos clients sont difficiles à prévoir, nous ne nous attendons pas à ce que ce risque accru ait un effet négatif significatif sur notre résultat ou nos flux de trésorerie en 2021.

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 2020 et 2019, 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 liquidité, 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. La volatilité des marchés mondiaux a augmenté et les liquidités se sont raréfiées à certains moments en 2020, mais nous avons pris des mesures pour renforcer encore notre situation financière et atténuer notre exposition à ces risques. 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 2020, 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 2020 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 2020, 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 2020 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 au présent document.

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

En 2018, les pertes de valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une dépréciation de 722 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable des immobilisations corporelles de Bison (140 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle) ;
- une dépréciation de 79 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable de l'écart d'acquisition de Tuscarora (15 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle).

Actifs à long terme

Bison

En décembre 2018, nous avons soumis notre participation dans le gazoduc Bison à un test de dépréciation par suite de la résiliation de certaines ententes de transport conclues avec des clients. Étant donné la perte de ces flux de trésorerie contractuels futurs et la persistance de la conjoncture de marché défavorable qui freine le débit du gazoduc, nous avons déterminé que la valeur comptable résiduelle de cet actif n'était plus recouvrable. Nous avons donc comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 722 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élève à 140 millions de dollars.

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. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur des 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.

Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, nous avons déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa juste valeur, écart d'acquisition compris, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 79 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élevait à 15 millions de dollars. Notre quote-part du solde résiduel de l'écart d'acquisition lié à Tuscarora, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 6 millions de dollars US au 31 décembre 2020 (6 millions de dollars US en 2019).

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

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

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019
Autres actifs à court terme	235	190
Autres actifs à long terme	41	7
Créditeurs et autres	(72)	(115)
Autres passifs à long terme	(59)	(81)
	145	1

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 2020 (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	207	188	19	—	—
Passifs	(46)	(42)	—	—	(4)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	69	47	13	9	—
Passifs	(85)	(30)	(41)	(13)	(1)
	145	163	(9)	(4)	(5)

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)	2020	2019	2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction ¹			
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(23)	(111)	28
Change	126	245	(248)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	183	378	351
Change	(33)	(70)	(24)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture ²			
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	6	(6)	(1)
Taux d'intérêt	(16)	2	(1)

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 d'intérêt et 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 25 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2020 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.

Coastal GasLink LP

Parallèlement à la vente de notre participation dans Coastal GasLink LP le 22 mai 2020, nous avons conclu une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue, dont la capacité se chiffrait à 200 millions de dollars au 31 décembre 2020. Cette facilité procure des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet, et elle porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché. Au 31 décembre 2020, aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité. Se reporter aux notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2020 pour un complément d'information.

Sur de Texas

Au 31 décembre 2020, le prêt à une société liée inscrit à notre bilan consolidé reflétait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars (20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars en 2019), ce qui représente notre quote-part de 60 % du financement par emprunt à long terme de la coentreprise Sur de Texas. 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)	2020	2019	2018	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	110	147	120	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(110)	(147)	(120)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
(Pertes) gains de change ¹	(86)	53	(5)	Intérêts créditeurs et autres
Gains (pertes) de change ¹	86	(53)	5	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.

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 2020 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

2020	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 et dilué	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 \$

2019	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	3 263	3 133	3 372	3 487
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 108	739	1 125	1 004
Résultat comparable	970	970	924	987
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,18 \$	0,79 \$	1,21 \$	1,09 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,04 \$	1,00 \$	1,07 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$

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

- des décisions rendues par les organismes 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 net annuels sont fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation des liquides. Les produits et le bénéfice net 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 net 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 certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base 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 2020 sont également exclus :

- 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;
- une perte additionnelle de 81 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 se rapportant à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2020 sont 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 sont 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 sont 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 en raison de notre décision de poursuivre le projet Keystone XL;
- 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.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2019 sont également exclus :

- 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 est plus probable qu'improbable;
- une perte additionnelle de 61 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente;
- une charge d'impôts additionnelle de 19 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2019 sont également exclus :

- une perte de 133 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente;
- une perte de 133 millions de dollars après les impôts sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream;
- un gain de 115 millions de dollars après les impôts sur la vente partielle de Northern Courier.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2019 sont également exclus :

- 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'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la CATR;
- un gain de 6 millions de dollars après les impôts sur nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2019 est également exclue :

- une perte de 12 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2020

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2020	2019
Gazoducs – Canada	350	321
Gazoducs – États-Unis	730	666
Gazoducs – Mexique	137	136
Pipelines de liquides	300	355
Énergie et stockage	43	102
Siège social	(150)	(69)
Total du bénéfice sectoriel	1 410	1 511
Intérêts débiteurs	(530)	(586)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	95	117
Intérêts créditeurs et autres	373	210
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 348	1 252
Charge d'impôts	(116)	(27)
Bénéfice net	1 232	1 225
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(69)	(76)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 163	1 149
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 124	1 108
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)	1,20 \$	1,18 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 16 millions de dollars, ou 0,02 \$ par action ordinaire, comparativement à la même période en 2019. Le bénéfice net par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

Les résultats du quatrième trimestre de 2020 comprennent :

- 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;
- une perte additionnelle de 81 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 se rapportant à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, le 29 avril 2020.

Les résultats du quatrième trimestre de 2019 comprennent :

- 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 est plus probable qu'improbable;
- une charge d'impôts additionnelle de 19 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream;
- une perte additionnelle de 61 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente.

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)	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 124	1 108
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	81	61
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	(18)	19
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	(18)	(195)
Activités de gestion des risques ¹	(89)	(23)
Résultat comparable	1 080	970
Bénéfice net par action ordinaire	1,20 \$	1,18 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	0,08	0,07
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	(0,02)	0,02
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	(0,02)	(0,21)
Activités de gestion des risques ¹	(0,09)	(0,03)
Résultat comparable par action ordinaire	1,15 \$	1,03 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2020	2019
Commercialisation des liquides	(25)	(36)
Installations énergétiques au Canada	(1)	1
Stockage de gaz naturel	(5)	(3)
Change	150	69
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(30)	(8)
Total des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	89	23

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects 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)	2020	2019
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	682	618
Gazoducs – États-Unis	919	855
Gazoducs – Mexique	166	165
Pipelines de liquides	408	472
Énergie et stockage	161	210
Siège social	(13)	(5)
BAIIA comparable	2 323	2 315
Amortissement	(652)	(625)
Intérêts débiteurs	(530)	(586)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	95	117
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	86	77
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(134)	(211)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(69)	(76)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(41)
Résultat comparable	1 080	970
Résultat comparable par action ordinaire	1,15 \$	1,03 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2020 a été supérieur de 8 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat tiré des gazoducs aux États-Unis imputable principalement à la baisse des coûts d'exploitation;
- le BAIIA comparable plus élevé des gazoducs au Canada attribuable 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 relatives à ce réseau et aux produits tirés des frais 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 moindre des pipelines de liquides découlant principalement de la diminution des marges sur nos activités de commercialisation des liquides;
- l'apport moins élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable à l'incidence nette de la baisse du résultat de Bruce Power en 2020 reflétant le début du programme de RCP du réacteur 6, le 17 janvier 2020, en partie compensée par le nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation des autres réacteurs, la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, le 29 avril 2020, et la hausse du résultat de nos centrales de cogénération situées en Alberta;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités libellées en dollars américains.

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 éléments influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2020 a été supérieur de 110 millions de dollars, soit 0,12 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2019. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la baisse de la charge d'impôts découlant principalement de la diminution des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada et de l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers;
- la diminution des intérêts débiteurs principalement imputable à l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant à Keystone XL, en partie contrebalancée par l'achèvement de la construction de la centrale de Napanee, au premier trimestre de 2020, et l'application de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation de notre participation dans Coastal GasLink LP après la vente d'une participation de 65 % dans le projet en mai 2020. La réduction des intérêts débiteurs s'explique aussi par la baisse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme et l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres principalement attribuable aux dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des projets d'expansion du réseau de NGTL et de la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula, facteurs en partie contrebalancés par les projets de croissance de Columbia Gas;
- l'augmentation de la charge d'amortissement liée aux gazoducs au Canada par suite de la mise en service de nouveaux actifs dont il est question précédemment, en partie contrebalancée par la charge d'amortissement moins élevée liée au secteur Énergie et stockage découlant principalement de la réévaluation, en 2019, de la durée de vie utile de certaines composantes de nos centrales de cogénération albertaines.

Le résultat comparable par action tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a augmenté de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à la même période de 2019.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à celui de la même période de 2019, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le 17 août 2020, la REC a approuvé la demande de règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL pour la période de 2020 à 2024. Le règlement, qui est en vigueur du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2024, comprend un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %; il 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 entre le réseau de NGTL et ses clients. Le règlement comprend également un mécanisme d'examen si les tarifs dépassent un niveau prédéterminé, sans que cela ait une incidence sur le rendement des capitaux propres. Les résultats de 2019 reflétaient le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019, arrivé à échéance le 31 décembre 2019, qui prévoyait aussi un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, en plus d'un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à la même période de 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à la période correspondante de 2019, en raison 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 relativement à ce réseau;
- les produits tirés des frais d'aménagement de Coastal GasLink comptabilisés en 2020;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada.

L'amortissement a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à la même période de 2019, principalement en raison de la mise en service d'installations supplémentaires du réseau de NGTL en 2020.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel et le BAII comparable du secteur des gazoducs aux États-Unis ont augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 comparativement à la même période de 2019. L'affaiblissement du dollar américain au quatrième trimestre de 2020 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 a augmenté de 58 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2019, en raison principalement de la baisse des coûts d'exploitation liés à plusieurs gazoducs.

L'amortissement a augmenté de 2 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 comparativement à la même période de 2019 essentiellement par suite de la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique ont augmenté de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à celui de la même période de 2019. L'affaiblissement du dollar américain au quatrième trimestre de 2020 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2019.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 3 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à celui de la même période de 2019, principalement en raison de la hausse des produits.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 est resté sensiblement le même que celui de la période correspondante de 2019.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 55 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à la même période de 2019, et il comprend des pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides qui ont été exclus du calcul du BAII comparable et du résultat comparable de ces deux périodes. En outre, l'affaiblissement du dollar américain au quatrième trimestre de 2020 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens comparativement à la même période en 2019.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a diminué de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à celui de la même période de 2019, baisse principalement attribuable à l'apport moins élevé des activités de commercialisation des liquides du fait essentiellement du rétrécissement des marges.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 a été comparable à celui de la même période de 2019.

Énergie et stockage

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et stockage a diminué de 59 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à celui de la même période de 2019. 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 (perte de 77 millions de dollars avant les impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2019) relativement à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés aux prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a diminué de 49 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 comparativement à celui de la même période de 2019, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la mise hors service prévue du réacteur 6 de Bruce Power, le 17 janvier 2020, en vue du programme de RCP le concernant, compensé en partie par le nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation des autres réacteurs;
- la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020, en partie compensée par l'amélioration du résultat de nos centrales de cogénération situées en Alberta;
- l'apport plus élevé des activités de stockage de gaz naturel et autres principalement attribuable à l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines, le 13 novembre 2020.

L'amortissement a diminué de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, ce qui s'explique essentiellement par l'amortissement moins élevé de nos centrales de cogénération albertaines en raison de la réévaluation, en 2019, de la durée de vie utile de certaines de leurs composantes.

Siège social

La perte sectorielle du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 a augmenté de 81 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2019, et elle comprend des pertes de change sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires. Ces montants sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et ils ont été exclus du calcul du BAIIA et du BAII comparables car ils sont entièrement compensés par les gains de change correspondants inclus dans les intérêts créditeurs et autres au titre des prêts intersociétés.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à celui de la période correspondante de 2019, essentiellement à cause de la hausse des charges du siège social.

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
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire
TIOL	Taux interbancaire offert à Londres

Organismes gouvernementaux et de réglementation

CCIR	Carbon Competitiveness Incentive Regulation
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)
ONÉ	Office national de l'énergie (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 2020 et 2019 et met en évidence les changements importants survenus entre 2019 et 2018, 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 of the 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 2020 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



Donald R. Marchand
Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise, et
chef des finances

Le 17 février 2021

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 2020 et 2019, 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 2020, 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 2020 et 2019, 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 2020 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 2020, 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 17 février 2021, 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.

Question critique de l'audit

La question critique de l'audit présentée ci-après est l'élément découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui a été communiqué au comité d'audit, ou qui doit l'être, et qui : 1) porte 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 de la question critique de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur la question critique de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elle se rapporte.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Comme il est mentionné à la note 12 afférente aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition s'élevait à 12 679 millions de dollars au 31 décembre 2020. 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 pourrait avoir subi une perte de valeur. Au cours de l'exercice, 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 2020.

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 courants, 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.

Les principales procédures que nous avons mises en œuvre afin de traiter cette question critique de l'audit sont les suivantes. Nous avons évalué la conception et effectué un test de 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 d'événements propres à l'entité qui ont été relevés par rapport à nos connaissances relatives aux changements d'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 spécialiste en évaluation ayant des compétences et des connaissances spécialisées de nous aider :

- à évaluer la détermination des multiples d'évaluation par la société en la 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'évaluation 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.

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

Comptables professionnels agréés

Nous sommes les auditeurs de la société depuis 1956.

Calgary, Canada

Le 17 février 2021

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 2020, 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 2020, 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 2020 et 2019, 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 2020, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 17 février 2021 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

Fondement de l'opinion

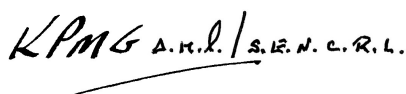
Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière ainsi que l'appréciation, incluse dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint, de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent 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.



Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 17 février 2021

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2020	2019	2018
Produits (notes 5 et 7)			
Gazoducs – Canada	4 469	4 010	4 038
Gazoducs – États-Unis	5 031	4 978	4 314
Gazoducs – Mexique	716	603	619
Pipelines de liquides	2 371	2 879	2 584
Énergie et stockage	412	785	2 124
	12 999	13 255	13 679
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	1 019	920	714
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 878	3 913	3 593
Achats de produits de base revendus	—	365	1 486
Impôts fonciers	727	727	569
Amortissement	2 590	2 464	2 350
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 7 et 12)	—	—	801
	7 195	7 469	8 799
(Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente (note 27)	(50)	(121)	170
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 18)	2 228	2 333	2 265
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(349)	(475)	(526)
Intérêts créditeurs et autres	(213)	(460)	76
	1 666	1 398	1 815
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 107	5 187	3 949
Charge d'impôts (note 17)			
Exigibles	252	699	315
Reportés	(58)	55	284
Reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	—	—	(167)
	194	754	432
Bénéfice net	4 913	4 433	3 517
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 20)	297	293	(185)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	4 616	4 140	3 702
Dividendes sur les actions privilégiées	159	164	163
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	4 457	3 976	3 539
Bénéfice net par action ordinaire (note 21)			
De base	4,74 \$	4,28 \$	3,92 \$
Dilué	4,74 \$	4,27 \$	3,92 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,24 \$	3,00 \$	2,76 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 21)			
De base	940	929	902
Dilué	940	931	903

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)	2020	2019	2018
Bénéfice net	4 913	4 433	3 517
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	(609)	(944)	1 358
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	36	35	(42)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(583)	(62)	(10)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	489	14	21
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	12	(10)	(114)
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	17	10	15
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(280)	(82)	86
Autres éléments du résultat étendu (note 23)	(918)	(1 052)	1 314
Résultat étendu	3 995	3 381	4 831
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	259	194	(13)
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	3 736	3 187	4 844
Dividendes sur les actions privilégiées	159	164	163
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	3 577	3 023	4 681

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)	2020	2019	2018
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	4 913	4 433	3 517
Amortissement	2 590	2 464	2 350
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 7 et 12)	—	—	801
Impôts reportés (note 17)	(58)	55	284
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018 (note 17)	—	—	(167)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(1 019)	(920)	(714)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	1 123	1 213	985
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 24)	(19)	(45)	(35)
Perte nette (gain net) sur les actifs vendus ou destinés à la vente (note 27)	50	121	(170)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(235)	(299)	(374)
Pertes (gains) de change sur des prêts à des sociétés liées (note 10)	(103)	(134)	220
Autres	86	(53)	5
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 26)	57	(46)	(45)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	(327)	293	(102)
7 058	7 082	6 555	
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(8 013)	(7 475)	(9 418)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(122)	(707)	(496)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 9)	(765)	(602)	(1 015)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	3 407	2 398	614
Acquisition	(88)	—	—
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement (note 13)	—	—	470
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	—	186	121
Paiement au titre d'actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc. (note 27)	—	(373)	—
Montants reportés et autres	(471)	(299)	(295)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(6 052)	(6 872)	(10 019)
Activités de financement			
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(220)	1 656	817
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 770	3 024	6 238
Remboursements sur la dette à long terme	(3 977)	(3 502)	(3 550)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 436	—
Perte sur règlement d'instruments financiers (note 25)	(130)	—	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 987)	(1 798)	(1 571)
Dividendes sur les actions privilégiées	(159)	(160)	(158)
Distributions aux participations sans contrôle	(221)	(216)	(225)
Apports d'une participation sans contrôle rachetable (note 20)	1 033	—	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	91	253	1 148
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	49
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(800)	693	2 748
(19)	(6)	73	
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie			
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	187	897	(643)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	1 343	446	1 089
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	1 530	1 343	446

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 530	1 343
Débiteurs	2 162	2 422
Stocks	629	452
Actifs destinés à la vente (note 27)	—	2 807
Autres actifs à court terme (note 6)	880	627
	5 201	7 651
Immobilisations corporelles (note 7)	69 775	65 489
Prêts à des sociétés liées (note 10)	1 338	1 434
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	6 677	6 506
Placements restreints	1 898	1 557
Actifs réglementaires (note 11)	1 753	1 587
Écart d'acquisition (note 12)	12 679	12 887
Autres actifs à long terme (note 13)	979	2 168
	100 300	99 279
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 14)	4 176	4 300
Créditeurs et autres (note 15)	3 816	4 544
Participation sans contrôle rachetable (note 20)	633	—
Dividendes à payer	795	737
Intérêts courus	595	613
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 18)	1 972	2 705
	11 987	12 899
Passifs réglementaires (note 11)	4 148	3 772
Autres passifs à long terme (note 16)	1 475	1 614
Passifs d'impôts reportés (note 17)	5 806	5 703
Dette à long terme (note 18)	34 913	34 280
Billets subordonnés de rang inférieur (note 19)	8 498	8 614
	66 827	66 882
Participation sans contrôle rachetable (note 20)	393	—
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 21)	24 488	24 387
Émises et en circulation :		
	31 décembre 2020 – 940 million d'actions	
	31 décembre 2019 – 938 million d'actions	
Actions privilégiées (note 22)	3 980	3 980
Surplus d'apport	2	—
Bénéfices non répartis	5 367	3 955
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 23)	(2 439)	(1 559)
Participations assurant le contrôle	31 398	30 763
Participations sans contrôle (note 20)	1 682	1 634
	33 080	32 397
	100 300	99 279

Engagements, éventualités et garanties (note 28)

Entités à détenteurs de droits variables (note 29)

Événements postérieurs à la date de clôture (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



John E. Lowe, Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Actions ordinaires (note 21)			
Solde au début de l'exercice	24 387	23 174	21 167
Actions émises			
À l'exercice d'options sur actions	101	282	34
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	931	855
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 118
Solde à la fin de l'exercice	24 488	24 387	23 174
Actions privilégiées			
Solde au début et à la fin de l'exercice	3 980	3 980	3 980
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	—	17	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	2	(17)	10
Dilution découlant des parts de TC PipeLines, LP émises	—	—	7
Solde à la fin de l'exercice	2	—	17
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	3 955	2 773	1 623
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	4 616	4 140	3 702
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 045)	(2 794)	(2 501)
Dividendes sur les actions privilégiées	(159)	(164)	(163)
Ajustement de l'incidence fiscale des transferts d'actifs à TC Pipelines, LP	—	—	95
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	—	—	17
Solde à la fin de l'exercice	5 367	3 955	2 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(1 559)	(606)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 23)	(880)	(953)	1 142
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	—	—	(17)
Solde à la fin de l'exercice	(2 439)	(1 559)	(606)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	31 398	30 763	29 338
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 634	1 655	1 852
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	307	293	(185)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(38)	(99)	172
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(221)	(215)	(224)
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	—	—	49
Diminution de la participation de TC Énergie dans TC PipeLines, LP	—	—	(9)
Solde à la fin de l'exercice	1 682	1 634	1 655
Total des capitaux propres	33 080	32 397	30 993

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 qui s'étendent sur 40 707 km (25 294 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 détenus directement et par le truchement de la participation de la société dans TC Pipelines, LP.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés 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 d'une longueur de 4 946 km (3 075 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. TC Énergie constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs. 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 recouvrabilité des immobilisations corporelles (notes 7 et 30) et des coûts d'aménagement (notes 13 et 30);
- la juste valeur des unités d'exploitation comportant un écart d'acquisition (notes 12 et 27);
- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 27).

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 :

- les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 7);
- déterminer si un contrat contient un contrat de location (note 8);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 11);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 16);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice, y compris les provisions pour moins-value et les reprises (note 17);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 24);
- la juste valeur des instruments financiers (note 25);
- les provisions au titre des engagements, éventualités et garanties (note 28).

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 recouvrer 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.

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 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information sur la vente des actifs de Columbia Midstream.

Les produits nets tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu.

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. Les produits nets tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu.

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.

Autres

Les produits nets tirés de la vente de pétrole brut exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu.

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 dégagés par la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. 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 27 « 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

Le 1^{er} janvier 2019, la société a adopté les nouvelles directives du FASB relatives aux contrats de location grâce à un allègement transitoire facultatif. Les résultats présentés pour 2020 et 2019 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2018 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur les 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 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.

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.

Conventions d'achat d'électricité

Une convention d'achat d'électricité (« CAE ») est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les CAE aux termes desquelles TC Énergie vend de l'électricité ont été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation dans le cas où la société est le bailleur.

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 bénéficiaires 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.

Dans le cas des bénéficiaires non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéficiaires 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 passés en charges 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.

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 recouvrés 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 recouvrés 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 2020

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020, ont été mises en application selon une approche rétrospective modifiée. L'adoption de ces nouvelles directives n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et elles ont été appliquées prospectivement. L'adoption de ces nouvelles directives n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et elles ont été appliquées de façon rétrospective. L'adoption de ces nouvelles directives n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur dans le cadre des obligations d'information annuelles, soit au 31 décembre 2020, et elles ont été appliquées rétrospectivement. L'adoption de ces nouvelles directives, qui ne se limite qu'aux obligations d'information, n'a eu aucune 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 »), dont certains paramètres de taux pourraient cesser d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet est prévu 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 continue de dresser la liste des contrats existants et de les analyser afin de déterminer l'effet de la réforme des taux de référence sur ses états financiers consolidés. La société évaluera encore le moment et l'incidence potentielle de l'adoption d'autres mesures de simplification facultatives lorsque les circonstances le justifieront.

Modifications comptables futures

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2019, 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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et elles ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

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 social ¹	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 10 « 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 10 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social	Total
Produits	4 038	4 314	619	2 584	2 124	—	13 679
Produits intersectoriels	—	162	—	—	56	(218) ²	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 038	4 476	619	2 584	2 180	(218)	13 679
Coûts d'exploitation des centrales et autres	12	256	22	64	355	5 ³	714
Achats de produits de base revendus	(1 405)	(1 368)	(34)	(630)	(315)	159 ²	(3 593)
Impôts fonciers	—	—	—	—	(1 486)	—	(1 486)
Impôts fonciers	(266)	(199)	—	(98)	(6)	—	(569)
Amortissement	(1 129)	(664)	(97)	(341)	(119)	—	(2 350)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	(801)	—	—	—	—	(801)
Gain net sur la vente d'actifs	—	—	—	—	170	—	170
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 250	1 700	510	1 579	779	(54)	5 764
Intérêts débiteurs							(2 265)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							526
Intérêts créditeurs et autres ³							(76)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 949
Charge d'impôts							(432)
Bénéfice net							3 517
Perte nette attribuable aux participations sans contrôle							185
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							3 702
Dividendes sur les actions privilégiées							(163)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							3 539
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	2 442	5 591	463	110	767	45	9 418
Projets d'investissement en cours d'aménagement	36	1	—	459	—	—	496
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	179	334	12	490	—	1 015
	2 478	5 771	797	581	1 257	45	10 929

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 10 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Actif total par secteur		
Gazoducs – Canada	22 852	21 983
Gazoducs – États-Unis	43 217	41 627
Gazoducs – Mexique	7 215	7 207
Pipelines de liquides	16 744	15 931
Énergie et stockage	5 062	7 788
Siège social	5 210	4 743
	100 300	99 279

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Produits			
Canada – marché intérieur	4 392	4 059	4 187
Canada – exportations	1 059	1 035	1 075
États-Unis	6 832	7 558	7 798
Mexique	716	603	619
	12 999	13 255	13 679

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Immobilisations corporelles		
Canada	24 092	23 362
États-Unis	39 698	36 184
Mexique	5 985	5 943
	69 775	65 489

5. PRODUITS

Ventilation des produits

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 Comprendent 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 27 « 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 8 « Contrats de location » et à la note 25 « 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 17 « Impôts sur le bénéfice » 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. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Contrats de location » et à la note 25 « 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 17 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2018 (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	4 038	3 549	614	2 079	—	10 280
Électricité	—	—	—	—	1 771	1 771
Stockage de gaz naturel et autres	—	654	5	3	81	743
	4 038	4 203	619	2 082	1 852	12 794
Autres produits ^{1, 2}	—	111	—	502	272	885
	4 038	4 314	619	2 584	2 124	13 679

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Contrats de location » et à la note 25 « 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 17 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019	Poste visé au bilan consolidé
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 330	1 458	Débiteurs
Actifs sur contrat (note 6)	132	153	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrat à long terme (note 13)	192	102	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrat ¹ (note 15)	129	61	Créditeurs et autres
Passifs sur contrat à long terme (note 16)	203	226	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, des produits de 18 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) 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 2020, 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 2047 se sont chiffrés à environ 25,5 milliards de dollars, dont une tranche de 3,7 milliards de dollars devrait être comptabilisée en 2021.

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, et certains droits le sont actuellement pour un an.

6. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Juste valeur des contrats dérivés (note 25)	235	190
Trésorerie en garantie	142	52
Actifs sur contrat (note 5)	132	153
Actifs réglementaires (note 11)	131	43
Charges payées d'avance	126	60
Autres	114	129
	880	627

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020			2019		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	14 190	5 278	8 912	11 556	4 846	6 710
Postes de compression	5 421	1 906	3 515	4 205	1 771	2 434
Postes de comptage et autres	1 393	648	745	1 296	609	687
	21 004	7 832	13 172	17 057	7 226	9 831
En construction	1 402	—	1 402	3 181	—	3 181
	22 406	7 832	14 574	20 238	7 226	13 012
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 297	7 443	2 854	10 145	7 109	3 036
Postes de compression	3 930	3 000	930	3 867	2 823	1 044
Postes de comptage et autres	637	239	398	643	219	424
	14 864	10 682	4 182	14 655	10 151	4 504
En construction	150	—	150	60	—	60
	15 014	10 682	4 332	14 715	10 151	4 564
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	1 885	1 508	377	1 861	1 455	406
En construction ²	42	—	42	1 276	—	1 276
	1 927	1 508	419	3 137	1 455	1 682
	39 347	20 022	19 325	38 090	18 832	19 258
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	10 198	557	9 641	9 708	389	9 319
Postes de compression	4 287	276	4 011	4 094	206	3 888
Postes de comptage et autres	3 388	185	3 203	3 244	125	3 119
	17 873	1 018	16 855	17 046	720	16 326
En construction	1 070	—	1 070	425	—	425
	18 943	1 018	17 925	17 471	720	16 751
ANR						
Pipeline	1 685	512	1 173	1 594	472	1 122
Postes de compression	2 146	489	1 657	2 050	436	1 614
Postes de comptage et autres	1 289	388	901	1 245	355	890
	5 120	1 389	3 731	4 889	1 263	3 626
En construction	431	—	431	252	—	252
	5 551	1 389	4 162	5 141	1 263	3 878

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020			2019		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
Columbia Gulf	2 638	151	2 487	2 597	114	2 483
GTN	2 330	1 008	1 322	2 257	969	1 288
Great Lakes	2 117	1 223	894	2 090	1 208	882
Autres ³	1 568	578	990	1 530	616	914
	8 653	2 960	5 693	8 474	2 907	5 567
En construction	389	—	389	164	—	164
	9 042	2 960	6 082	8 638	2 907	5 731
	33 536	5 367	28 169	31 250	4 890	26 360
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	2 952	411	2 541	2 988	340	2 648
Postes de compression	480	69	411	486	54	432
Postes de comptage et autres	624	133	491	643	124	519
	4 056	613	3 443	4 117	518	3 599
En construction	2 525	—	2 525	2 321	—	2 321
	6 581	613	5 968	6 438	518	5 920
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 254	1 579	7 675	9 378	1 403	7 975
Matériel de pompage	1 025	228	797	1 035	204	831
Réservoirs et autres	3 522	644	2 878	3 488	556	2 932
	13 801	2 451	11 350	13 901	2 163	11 738
En construction ⁴	2 870	—	2 870	47	—	47
	16 671	2 451	14 220	13 948	2 163	11 785
Pipelines en Alberta						
Pipeline	142	6	136	138	2	136
Réservoirs et autres	56	3	53	56	2	54
	198	9	189	194	4	190
	16 869	2 460	14 409	14 142	2 167	11 975
Énergie et stockage						
Gaz naturel	1 255	569	686	1 256	522	734
Stockage de gaz naturel et autres	780	194	586	742	181	561
	2 035	763	1 272	1 998	703	1 295
En construction	11	—	11	6	—	6
	2 046	763	1 283	2 004	703	1 301
Siège social	993	372	621	883	208	675
	99 372	29 597	69 775	92 807	27 318	65 489

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

2 Ces données comprennent le projet de gazoduc Coastal GasLink au 31 décembre 2019. Le 22 mai 2020, la société a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership et, par la suite, elle a commencé à comptabiliser sa participation résiduelle selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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

4 Le 31 mars 2020, TC Énergie a annoncé qu'elle irait de l'avant avec la construction de l'oléoduc Keystone XL. Ainsi, des coûts d'aménagement capitalisés connexes de 1,7 milliard de dollars ont été virés dans les immobilisations corporelles depuis les projets d'investissement en cours d'aménagement figurant dans les autres actifs à long terme du bilan consolidé. Le 20 janvier 2021, le permis présidentiel à l'égard de l'oléoduc Keystone XL a été révoqué. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Événements postérieurs à la date de clôture » pour un complément d'information.

Dépréciation de Bison

Au 31 décembre 2018, la société a soumis à un test de dépréciation sa participation dans son gazoduc Bison et résilié certaines conventions de transport pour des clients faisant ainsi en sorte que la société n'est plus tenue de fournir des services dans l'avenir. Du fait de la perte de ces flux de trésorerie futurs et de la persistance d'un marché défavorable ayant une incidence sur le débit du gazoduc, la société a déterminé que la valeur comptable résiduelle de l'actif n'était désormais plus recouvrable et elle a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 722 millions de dollars avant les impôts pour son secteur des gazoducs aux États-Unis. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats. Comme Bison constitue un actif de TC Pipelines, LP dans laquelle la société détenait une participation de 25,5 %, la quote-part de cette dernière dans la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, se chiffre à 140 millions de dollars.

La résiliation des conventions de transport a donné lieu à la réception de paiements au titre de la résiliation de l'ordre de 130 millions de dollars, montant qui a été comptabilisé dans les produits de 2018. La quote-part de la société dans ce montant, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'établit à 25 millions de dollars.

8. 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)	2020	2019
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	124	117
Produits tirés de la sous-location	(13)	(11)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	111	106

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

Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2018 ont atteint 84 millions de dollars.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	77	76
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	14	9

aux 31 décembre	2020	2019
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	10 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)	2020	2019
Moins de un an	72	73
Entre un an et deux ans	61	69
Entre deux et trois ans	59	59
Entre trois et quatre ans	58	58
Entre quatre et cinq ans	54	57
Plus de cinq ans	269	323
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	573	639
Intérêt théorique	(90)	(107)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	483	532

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)	2020	2019
Créditeurs et autres	56	56
Autres passifs à long terme (note 16)	427	476
	483	532

Au 31 décembre 2020, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 473 millions de dollars (530 millions de dollars en 2019), 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. Par ailleurs, les CAE à long terme, aux termes desquelles la société vend de l'électricité pour les actifs faisant l'objet de contrats de location du secteur de l'énergie et du stockage, viennent à échéance entre 2024 et 2026.

Le pipeline Northern Courier du secteur des pipelines de liquides a été comptabilisé à titre de contrat de location-exploitation antérieurement à la vente, en juillet 2019, d'une participation de 85 % dans Northern Courier. La société comptabilise sa participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans les états financiers consolidés de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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 2020 s'est établie à 130 millions de dollars (180 millions de dollars en 2019). Les produits tirés des contrats de location-exploitation en 2018 se sont chiffrés à 373 millions de dollars.

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)	2020	2019
Moins de un an	119	123
Entre un an et deux ans	111	116
Entre deux et trois ans	109	111
Entre trois et quatre ans	109	109
Entre quatre et cinq ans	94	109
Plus de cinq ans	70	164
	612	732

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation se sont élevés respectivement à 858 millions de dollars et à 327 millions de dollars au 31 décembre 2020 (respectivement 834 millions de dollars et 301 millions de dollars en 2019).

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2020	Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur exercées clos les 31 décembre			Participations comptabilisées à la valeur aux 31 décembre	
		2020	2019	2018	2020	2019
Gazoducs – Canada						
TQM ¹	50,0 %	12	12	12	90	79
Coastal GasLink ^{1,2}	35,0 %	—	—	—	211	—
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ³	50,0 %	100	91	87	521	549
Millennium	47,5 %	96	92	75	482	496
Iroquois ⁴	50,0 %	52	54	60	197	241
Pennant Midstream ⁵	Néant	—	12	17	—	—
Autres	Divers	16	15	17	120	112
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁶	60,0 %	213	3	27	680	600
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ^{1,7}	50,0 %	53	56	65	998	1 028
Northern Courier ^{1,8}	15,0 %	22	14	—	53	62
HoustonLink Pipeline ¹	50,0 %	—	—	(1)	19	19
Énergie et stockage						
Bruce Power ^{1,9}	48,4 %	439	527	311	3 306	3 256
Portlands Energy Centre ^{1,10}	Néant	12	35	36	—	—
TransCanada Turbines ¹¹	100,0 %	4	9	8	—	64
		1 019	920	714	6 677	6 506

- Classée en tant qu'EDDV non consolidée. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.
- Le 22 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 27 « 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 Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership s'établissait à 188 millions de dollars en raison principalement de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de la monétisation partielle.
- 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 Border s'établissait à 116 millions de dollars US (116 millions de dollars US en 2019) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Au 31 décembre 2020, 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 (40 millions de dollars US en 2019) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- En août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, y compris sa participation dans Pennant Midstream. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 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 2020, 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 79 millions de dollars US (néant en 2019) en raison principalement des frais tirés de la construction du gazoduc.
- Au 31 décembre 2020, 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 98 millions de dollars (101 millions de dollars en 2019) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction.
- En juillet 2019, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier et a comptabilisé par la suite sa participation résiduelle de 15 % 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 27 « 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 (62 millions de dollars en 2019) 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.
- Au 31 décembre 2020, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 796 millions de dollars (829 millions de dollars en 2019) en raison principalement des intérêts capitalisés et de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.
- La participation dans Portlands Energy Centre a été reclassée dans les actifs destinés à la vente en juillet 2019, puis vendue le 29 avril 2020. Au 31 décembre 2019, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Portlands Energy s'établissait à 76 millions de dollars en raison principalement des intérêts capitalisés. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- Le 13 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 27 « 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 2020 se sont établies à 1 123 millions de dollars (1 399 millions de dollars en 2019; 1 106 millions de dollars en 2018). En 2020, toutes les distributions reçues ont été portées dans les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation à l'état consolidé des flux de trésorerie. Sur les distributions totales reçues en 2019 et 2018, des tranches de 186 millions de dollars et de 121 millions de dollars, respectivement, ont été incluses dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement aux distributions reçues de Bruce Power et de Northern Border au titre de leurs programmes de financement respectifs.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont établis à 765 millions de dollars (602 millions de dollars en 2019; 1 015 millions de dollars en 2018) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2019 et 2018, les apports tiennent d'un montant de 32 millions de dollars et de 179 millions de dollars, respectivement, 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)	2020	2019	2018
Bénéfice			
Produits	5 838	5 693	4 836
Charges d'exploitation et autres charges	(3 341)	(3 408)	(3 545)
Bénéfice net	2 047	1 990	1 515
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	1 019	920	714

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Bilan		
Actif à court terme	2 911	2 305
Actif à long terme	26 957	21 865
Passif à court terme	(3 727)	(2 060)
Passif à long terme	(15 309)	(11 461)

10. 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.

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

La société a conclu avec Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »), parallèlement à la vente de sa participation le 22 mai 2020, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue, dont la capacité se chiffrait à 200 millions de dollars au 31 décembre 2020, dans le but de dégager des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Cette facilité porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché. Au 31 décembre 2020, il n'y avait aucun encours sur cette facilité. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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 2020, les prêts à des sociétés liées figurant au bilan consolidé de la société comprenaient un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars (20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars en 2019) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TC Énergie du financement par emprunt à long terme de la coentreprise.

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)	2020	2019	2018	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	110	147	120	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(110)	(147)	(120)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
(Pertes) gains de change ¹	(86)	53	(5)	Intérêts créditeurs et autres
Gains (pertes) de change ¹	86	(53)	5	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.

11. 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* (la « Loi sur l'ONÉ »), 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. Les projets de TC Énergie soumis à l'ONÉ avant le 28 août 2019 continueront d'être évalués aux termes de la précédente Loi sur l'ONÉ, en conformité avec les règles transitoires de la Loi sur la REC.

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 approuvé par la REC le 17 août 2020. Le règlement, dont la prise d'effet était le 1^{er} janvier 2020, prévoit un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ; il procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté 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 entre le réseau de NGTL et ses clients. Le règlement comprend également un mécanisme d'examen si les tarifs dépassent un niveau prédéterminé, sans que cela ait une incidence sur le rendement des capitaux propres.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2019 et 2018 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 (la « décision de 2018 de l'ONÉ ») 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.

Le 17 avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité (le « règlement 2021-2026 visant le réseau principal ») soumis en décembre 2019. 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.

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 ») et aux impôts sur le bénéfice aux fins de la tarification visant une société en commandite cotée en bourse qui ont une incidence sur le bénéfice futur et les flux de trésorerie futurs générés par les gazoducs réglementés en vertu de la FERC. Dans le cadre des mesures de la FERC de 2018, la FERC a publié un énoncé de politique révisé qui laisse présumer que les entités dont les bénéfices ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs liés au coût du service. Par ailleurs, la FERC prévoit que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés existants de la base tarifaire de cette entité.

Ces mesures de la FERC de 2018 ont également établi un processus et un calendrier selon lesquels tous les gazoducs et toutes les installations de stockage interétatiques réglementés en vertu de la FERC devaient soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) déposer un formulaire 501-G auprès de la FERC quantifiant l'incidence isolée de la réforme fiscale aux États-Unis tout en présentant quatre options pour atténuer les répercussions de ces mesures sur l'établissement des tarifs.

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 1,5 milliard de dollars US pour la période 2013-2017 pour moderniser le réseau de Columbia Gas, faisant ainsi accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service. La FERC a approuvé une prorogation de ce règlement en 2016 ce qui permet le recouvrement des coûts et un rendement sur le capital investi additionnel de 1,1 milliard de dollars US sur une période de trois ans jusqu'en 2020.

Columbia Gas a déposé un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA auprès de la FERC le 31 juillet 2020 pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport de Columbia Gas qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} février 2021, sous réserve de remboursement. Le dossier tarifaire avance comme prévu et la société compte travailler en collaboration avec ses clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

ANR Pipeline

ANR Pipeline est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 2016. Aux termes du règlement de 2016, ANR Pipeline ne fait plus l'objet d'un moratoire et elle doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1^{er} août 2022.

Le 10 août 2020, la FERC a mis fin aux procédures liées au formulaire 501-G relatif à ANR Pipeline et a statué que cette dernière s'était conformée aux exigences non-récurrentes en matière de rapports. Par ailleurs, la FERC a indiqué qu'elle n'exercerait pas pour l'instant son droit visant à entreprendre une enquête en vertu de l'article 5 de la NGA sur les tarifs effectifs d'ANR, mais qu'elle se réserve la possibilité de le faire, si les circonstances l'exigent.

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.

TC PipeLines, LP

TC Énergie détient une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP qui détient des participations dans huit gazoducs entièrement détenus ou détenus en partie desservant les principaux marchés aux États-Unis. Comme TC PipeLines, LP est une société en commandite cotée en bourse, tous les gazoducs qu'elle détient entièrement ou en partie ont été touchés par les mesures de la FERC de 2018 selon lesquelles ces gazoducs devaient s'assurer de retrancher leur solde des cumuls d'impôts reportés de leur base tarifaire. Il y a lieu de se reporter à la note 17 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information sur l'incidence de ces modifications pour TC Énergie.

Great Lakes

Great Lakes est parvenue à un règlement tarifaire avec ses clients, qui a été approuvé par la FERC en février 2018, ce qui a entraîné une baisse de 27 % des tarifs maximum de transport de Great Lakes à compter d'octobre 2017. Ce règlement n'impose aucun moratoire et 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. En 2018, par suite des mesures de la FERC de 2018 susmentionnées, Great Lakes a déposé un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la NGA qui a eu pour effet de réduire ses tarifs de 2 % par rapport à ceux qui étaient en vigueur auparavant. Cette réduction est entrée en vigueur le 1^{er} février 2019 après que la FERC eut accepté le rapport restreint en vertu de l'article 4.

Le 11 mai 2020, la FERC a mis fin aux procédures liées au formulaire 501-G relatif à Great Lakes et a statué que cette dernière s'était conformée aux exigences non-récurrentes en matière de rapports. Par ailleurs, la FERC a aussi indiqué que les réductions tarifaires prévues dans son règlement de 2017 et la diminution de 2 % des tarifs selon le rapport restreint en vertu de l'article 4 ont permis un allègement substantiel des tarifs pour les expéditeurs de Great Lakes. Par conséquent, la FERC n'exercera pas son droit visant à entreprendre une enquête en vertu de l'article 5 de la NGA dans le but de déterminer si Great Lakes recouvre des montants en trop eu égard à ses tarifs actuels.

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)	2020	2019	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 287	1 088	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	54	2	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,3}	401	417	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	7	16	1-9
Autres	135	107	s.o.
	1 884	1 630	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 6)	131	43	
	1 753	1 587	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	48	139	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	18	35	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁵	40	41	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ^{6,7}	227	660	6
Compte d'ajustement provisoire ⁶	537	428	10
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁸	1 842	1 462	s.o.
Coût de retrait des installations ⁹	246	253	s.o.
Impôts reportés ¹	115	151	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ¹⁰	1 170	1 239	s.o.
Autres	58	60	s.o.
	4 301	4 468	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 15)	153	696	
	4 148	3 772	

- Ces actifs et passifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouvrés 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.
- 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.
- 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 recouvrés ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- 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 recouvrés 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 2020 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.
- 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.
- 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 sera viré dans le CACT.
- 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.
- 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 recouvrés dans les tarifs de certaines activités à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.
- Ces soldes représentent l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis. 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 selon la méthode inversée de la Géorgie du Sud.

12. 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 2019	14 178
Vente des actifs de Columbia Midstream	(595)
Variations des taux de change	(696)
Solde au 31 décembre 2019	12 887
Variations des taux de change	(208)
Solde au 31 décembre 2020	12 679

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2020, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes. Elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

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 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Tuscarora

En 2018, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 79 millions de dollars avant les impôts dans son secteur des gazoducs aux États-Unis. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été calculée à l'aide de l'analyse des flux de trésorerie actualisés. Cette charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats. Comme Tuscarora représente un actif de TC PipeLines, LP, la quote-part de ce montant revenant à la société, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, était de 15 millions de dollars. Aux 31 décembre 2020 et 2019, le montant brut de l'écart d'acquisition et les pertes de valeur cumulées pour Tuscarora se chiffraient à respectivement 82 millions de dollars US et 59 millions de dollars US au bilan consolidé.

13. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Projets d'investissement en cours d'aménagement	231	1 715
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 24)	207	162
Actifs de contrat à long terme (note 5)	192	102
Actifs d'impôts reportés (note 17)	177	37
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 25)	41	7
Autres	131	145
	979	2 168

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Keystone XL

Le 31 mars 2020, TC Énergie annonçait qu'elle irait de l'avant avec la construction de l'oléoduc Keystone XL. Par conséquent, des coûts d'aménagement capitalisés connexes de l'ordre de 1,7 milliard de dollars ont été virés vers les immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2019, le montant inclus dans les projets d'investissement en cours d'aménagement eu égard à ce projet se chiffrait à 1,5 milliard de dollars.

Remboursement des coûts du projet de gazoduc Coastal GasLink

En novembre 2018, conformément aux dispositions des ententes intervenues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada, les cinq parties ont choisi collectivement de rembourser à TC Énergie un montant de 470 millions de dollars représentant les coûts engagés avant l'obtention de la décision d'investissement finale pour ce qui est du projet de gazoduc Coastal GasLink (« Coastal GasLink »). Ces paiements ont été comptabilisés en diminution de la valeur comptable des coûts de Coastal GasLink lesquels, ultérieurement à la décision d'investissement finale, ont été inscrits dans les immobilisations corporelles jusqu'à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP le 22 mai 2020. À partir de ce moment, la participation résiduelle de TC Énergie a été comptabilisée dans les participations comptabilisée à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

14. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2020		2019	
	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	2 836	0,4 %	4 034	2,1 %
États-Unis (900 \$ US en 2020; néant en 2019)	1 149	0,4 %	—	—
Mexique (150 \$ US en 2020; 205 \$ US en 2019) ²	191	1,7 %	266	2,7 %
	4 176		4 300	

1 Au 31 décembre 2020, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens totalisant 656 millions de dollars (1 353 millions de dollars en 2019) et des billets libellés en dollars US d'un montant de 1 709 millions de dollars US (2 068 millions de dollars US en 2019).

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 2020 et 2019, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») au Canada et par une filiale mexicaine en propriété exclusive au Mexique. Au 31 décembre 2020, les billets à payer comprenaient également des emprunts à court terme contractés par TransCanada Pipeline USA Ltd. (« TCPL USA ») aux États-Unis.

Au 31 décembre 2020, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,4 milliards de dollars (12,6 milliards de dollars en 2019). 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					
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Emprunteur	Objet	Échéance	2020		2019
			Total des facilités	Capacité inutilisée ¹	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 2024	3,0	2,3	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 2021	4,5 US	1,9 US	4,5 US
TCPL/TCPL USA/Columbia/TransCanada American Investments Ltd.	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2022	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	2,1 ³	1,1	2,1 ³
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN ³	2,0 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 2020, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

3 Ou l'équivalent en dollars américains.

Au cours du deuxième trimestre de 2020, des facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars US ont été conclues. Ces facilités de crédit ont été résiliées au quatrième trimestre de 2020 puisqu'elles n'étaient plus nécessaires.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 21 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (11 millions de dollars en 2019; 12 millions de dollars en 2018).

Au 31 décembre 2020, d'autres filiales de la société disposaient de facilités de crédit confirmées consenties par un tiers dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 0,8 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2019).

15. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Fournisseurs	3 057	3 314
Passifs réglementaires (note 11)	153	696
Passifs sur contrats (note 5)	129	61
Juste valeur des contrats dérivés (note 25)	72	115
Autres	405	358
	3 816	4 544

16. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 24)	503	540
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 8)	427	476
Passifs sur contrats à long terme (note 5)	203	226
Juste valeur des contrats dérivés (note 25)	59	81
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	54	62
Garanties	30	32
Autres	199	197
	1 475	1 614

17. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Exigibles			
Canada	(54)	84	65
Pays étrangers ¹	306	615	250
	252	699	315
Reportés			
Canada	(224)	(29)	49
Pays étrangers	166	84	235
Pays étrangers - Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	—	—	(167)
	(58)	55	117
Charge d'impôts	194	754	432

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 27 « 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)	2020	2019	2018
Canada	691	1 144	433
Pays étrangers	4 416	4 043	3 516
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 107	5 187	3 949

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 107	5 187	3 949
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	24,0 %	26,5 %	27,0 %
Charge d'impôts prévue	1 226	1 375	1 066
Reprises sur la provision pour moins-value	(400)	(259)	—
Différence des taux d'imposition étrangers	(258)	(180)	(432)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(228)	(159)	(54)
(Bénéfice tiré) perte découlant des participations sans contrôle et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(141)	(78)	50
Diminution du taux d'imposition en Alberta	—	(32)	—
Tranche non imposable des gains en capital	(62)	(28)	(11)
Écart d'acquisition non déductible sur la cession de Columbia Midstream	—	154	—
Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018	—	—	(167)
Autres	57	(39)	(20)
Charge d'impôts	194	754	432

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 389	1 046
Montants reportés réglementaires et autres	532	692
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	537	538
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	154	260
Instruments financiers	48	23
Autres	70	70
	2 730	2 629
Moins : provision pour moins-value	243	673
	2 487	1 956
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	6 661	6 197
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 087	1 087
Impôts sur les besoins en produits futurs	287	232
Autres	81	106
	8 116	7 622
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 629	5 666

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à long terme (note 13)	177	37
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	5 806	5 703
Montant net des passifs d'impôts reportés	5 629	5 666

Au 31 décembre 2020, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 3 671 millions de dollars (1 929 millions de dollars en 2019) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2040. La société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffant à 253 millions de dollars (598 millions de dollars en 2019) 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 106 millions de dollars en Ontario (102 millions de dollars en 2019), qui échoient de 2026 à 2040.

Au 31 décembre 2020, la société a constaté en totalité une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 849 millions de dollars US (1 098 millions de dollars US en 2019) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2029 à 2037.

Au 31 décembre 2020, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 13 millions de dollars US (4 millions de dollars US en 2019) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2030.

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 243 millions de dollars et de 673 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement aux 31 décembre 2020 et 2019. La diminution de la provision pour moins-value en 2020 est attribuable avant tout aux fluctuations du change en lien avec les pertes en capital non constatées, les gains en capital réalisés et les reprises sur la provision pour moins-value. 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 2020, 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.

La société a comptabilisé un montant de 400 millions de dollars afférent à des reprises sur la provision pour moins-value en 2020 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 27 « 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 LP, ainsi qu'à la note 30 « Événements postérieurs à la date de clôture » pour un complément d'information sur l'oléoduc Keystone XL.

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 684 millions de dollars au 31 décembre 2020 (648 millions de dollars en 2019).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2020, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 252 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 713 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2019; versements de 338 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2018).

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)	2020	2019	2018
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	29	19	15
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	26	13	13
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(2)	(1)	(5)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	1	—	—
Caducité des délais de prescription	(2)	(2)	(4)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	52	29	19

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 2012 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.

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 2020 comprend un montant de 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs en 2019; 1 million de dollars au titre du recouvrement des intérêts en 2018). Au 31 décembre 2020, la société avait constaté 11 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (7 millions de dollars au 31 décembre 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 2020, 2019 et 2018 et les pénalités étaient de néant aux 31 décembre 2020 et 2019.

Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC

En 2017, la réforme fiscale aux États-Unis a été ratifiée, et le taux d'imposition fédéral en vigueur sur le revenu des sociétés aux États-Unis a reculé, passant de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018, ce qui a donné lieu à une réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés existants des entreprises américaines de la société pour prendre en compte le nouveau taux d'imposition réduit au 31 décembre 2017. Étant donné la portée considérable de la loi, les émetteurs inscrits de la SEC ont été autorisés à comptabiliser des montants provisoires en date du 31 décembre 2017 qui pouvaient être rajustés lorsque des informations supplémentaires seraient connues, préparées ou analysées, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépassait pas un an. La société a pris en compte des ajustements supplémentaires au montant provisoire en 2018.

Conformément au formulaire 501-G de la FERC et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux, les soldes des cumuls d'impôts reportés de tous les pipelines détenus par TC Pipelines, LP, en propriété exclusive ou non, ont été retranchés des bases tarifaires correspondantes. Par conséquent, les passifs réglementaires nets comptabilisés à l'égard de ces actifs conformément à la réforme fiscale aux États-Unis ont été radiés, ce qui s'est soldé par l'inscription d'un autre recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars en 2018.

Dans le cadre de la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié les règlements définitifs afférents à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale en 2019 et les règles définitives anti-entités hybrides, le 7 avril 2020. Ces règlements définitifs n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2020.

Réforme fiscale au Mexique

En 2019, le gouvernement du Mexique a adopté une réforme fiscale portant notamment sur la déductibilité des intérêts et les déclarations fiscales. Ces modifications n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2020.

Diminution du taux d'imposition en Alberta

Le 9 décembre 2020, le gouvernement de l'Alberta a adopté la réduction de son taux d'imposition des sociétés à 8 % avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2020. Cette modification n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2020.

18. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2020		2019	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA		—	—	250	11,8 %
En dollars US (400 \$ US en 2020 et 2019)	2021	510	9,9 %	518	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2021 à 2049	11 491	4,5 %	9 491	4,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (14 292 \$ US en 2020; 14 792 \$ US en 2019)	2022 à 2049	18 227	5,3 %	19 174	5,2 %
		30 228		29 433	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2020 et 2019)	2023	255	7,9 %	259	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2020 et 2019)	2026	42	7,5 %	42	7,5 %
		901		905	
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 500 \$ US en 2020; 2 250 \$ US et 2019) ²	2025 à 2045	1 913	4,9 %	2 916	4,4 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (450 \$ US en 2020 et 2019)	2022	574	1,4 %	583	2,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 200 \$ US en 2020 et 2019)	2021 à 2027	1 530	4,4 %	1 556	4,4 %
		2 104		2 139	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (672 \$ US en 2020 et 2019)	2021 à 2026	858	7,2 %	872	7,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2020; 250 \$ US en 2019)	2030 à 2035	415	4,3 %	324	5,6 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (198 \$ US en 2020; 219 \$ US en 2019)	2021 à 2030	253	7,6 %	284	7,7 %

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2020		2019	
		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 (25 \$ US en 2020; 39 \$ US en 2019)	2023	32	1,3 %	51	3,0 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (125 \$ US en 2020; néant en 2019)	2030	159	2,8 %	—	—
		191		51	
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (23 \$ US en 2020 et 2019)	2021	29	2,2 %	30	2,8 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (50 \$ US en 2020 et 2019)	2021	64	1,2 %	65	2,8 %
		36 956		37 019	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		(1 972)		(2 705)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(238)		(228)	
Ajustements de la juste valeur ³		167		194	
		34 913		34 280	

- 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 de la juste valeur comprennent un montant de 167 millions de dollars (193 millions de dollars en 2019) afférent à l'acquisition de Columbia. En 2019, ces ajustements tenaient également compte d'une augmentation de 1 million de dollars ayant trait au risque de taux d'intérêt ayant fait l'objet d'une couverture. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2020, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2021	2022	2023	2024	2025
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 972	1 901	1 861	286	2 712

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 2020 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					
	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 % ¹
	Avril 2019	Billets à moyen terme	Octobre 2049	1 000	4,34 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mars 2049	1 000 US	5,10 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	400 US	4,25 % ²
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 % ³
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2030	125 US	2,84 %
	Avril 2018	Facilité d'emprunt non garantie	Avril 2023	19 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	175 US	3,12 %
COASTAL GASLINK PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP⁴					
	Avril 2020	Facilités de crédit garanties de premier rang	Avril 2027	1 603	Variable
NORTHERN COURIER PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP⁵					
	Juillet 2019	Billets de premier rang garantis	Juin 2042	1 000	3,365 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	Décembre 2021	50 US	Variable

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 3,991 %.

2 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets de premier rang non garantis pré-existant. Des billets ont été émis à escompte par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 4,439 %.

3 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 escompte par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 3,41 %.

4 Le 28 avril 2020, Coastal GasLink LP a conclu des facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties. Le 22 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 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

5 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 de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « 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 2020 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 2020	Déventures	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	Déventures	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 %
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Déventures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Variable
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Octobre 2020	Facilité d'emprunt non garantie	99 US	Variable
	Mai 2018	Billets de premier rang garantis	18 US	5,90 %
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	3,30 %
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %
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
TC PIPELINES, LP				
	Juin 2019	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	170 US	Variable
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Mars 2018	Billets de premier rang non garantis	9 US	6,73 %

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.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Intérêts sur la dette à long terme	1 963	1 931	1 877
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	470	427	391
Intérêts sur la dette à court terme	46	106	73
Intérêts capitalisés	(294)	(186)	(124)
Amortissement et autres charges financières ¹	43	55	48
	2 228	2 333	2 265

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 2 203 millions de dollars en 2020 (2 295 millions de dollars en 2019; 2 156 millions de dollars en 2018) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

19. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2020		2019	
		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	1 275	4,1 %	1 296	5,1 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,875 % ^{3,4}	2075	957	5,0 %	972	6,0 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,125 % ^{3,4}	2076	1 530	5,8 %	1 556	6,7 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{3,4}	2077	1 913	4,7 %	1 944	5,7 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{3,4}	2077	1 500	4,5 %	1 500	5,4 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{3,4}	2079	1 403	5,4 %	1 426	6,3 %
		8 578		8 694	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(80)		(80)	
		8 498		8 614	

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 2017, 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 TIOI 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 septembre 2019, TransCanada Trust (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 % 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 TIOI de trois mois majoré de 4,404 % par année et il sera ajusté à compter de septembre 2049 jusqu'en septembre 2079 au TIOI de trois mois majoré de 5,154 % par année. Il y a lieu de se reporter à la note 25 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur l'incidence prévue, sur la société, de certains paramètres afférents au TIOI qui pourraient cesser 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.

20. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE RACHETABLE ET PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Participation sans contrôle rachetable

Le 31 mars 2020, TC Énergie 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 accepté d'investir jusqu'à 1,1 milliard de dollars US à titre de participation dans certaines filiales de Keystone XL appartenant à TC Énergie. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, le gouvernement de l'Alberta a investi 1 033 millions de dollars sous forme de titres de catégorie A qui ont priorité de rang par rapport à la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans le projet Keystone XL et comportent certains droits de vote.

TC Énergie dispose d'une option d'achat pouvant être exercée en tout temps en vue de racheter, auprès du gouvernement de l'Alberta, les titres de catégorie A. Quant au gouvernement de l'Alberta, il peut se prévaloir d'une option de vente de ses titres de catégorie A à la société, qui peut être exercée à compter de la date de mise en service de l'oléoduc Keystone XL et après cette date, si certaines conditions sont réunies. En raison de ces caractéristiques de rachat, la société a classé les titres de catégorie A comme une participation sans contrôle rachetable dans les capitaux propres mezzanine du bilan consolidé. Ces titres de catégorie A sont assortis d'un rendement conformément aux dispositions contractuelles. Le rendement augmente chaque trimestre et la valeur comptable des titres de catégorie A est ajustée en conséquence. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Événements postérieurs à la date de clôture » pour un complément d'information.

Au 31 décembre 2020, TC Énergie avait reclassé un montant de 630 millions de dollars afférent aux titres de catégorie A vers les passifs 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. La participation sans contrôle rachetable de 633 millions de dollars incluse dans les passifs 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 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. La société a prélevé 579 millions de dollars US sur la facilité de crédit le 8 janvier 2021, dont une tranche de 497 millions de dollars US a servi à racheter la majorité des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta. La facilité porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en janvier 2024.

Le tableau qui suit présente la variation de la participation sans contrôle rachetable classée dans les capitaux propres mezzanine :

exercice clos le 31 décembre	
(en millions de dollars canadiens)	2020
Solde au début de l'exercice	—
Titres de catégorie A émis	1 033
Perte nette attribuable à la participation sans contrôle rachetable ¹	(10)
Titres de catégorie A virés aux passifs à court terme	(630)
Solde à la fin de l'exercice	393

¹ Comprend un rendement cumulé et une perte de conversion sur les titres de catégorie A qui sont tous les deux présentés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé des résultats.

Participations sans contrôle

TC PipeLines, LP

En 2020 et 2019, les participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP sont demeurées à 74,5 % et en 2018, elles ont varié de 74,3 % à 74,5 % à la suite de l'émission périodique de parts ordinaires dans TC PipeLines, LP en faveur de tiers en vertu du programme d'émission au cours du marché. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Engagements, éventualités et garanties » pour un complément d'information sur l'acquisition de parts ordinaires de TC PipeLines, LP.

Les participations sans contrôle de la société présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 682	1 634

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats s'établit comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019	2018
Participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP	307	293	(185)
Participation sans contrôle rachetable	(10)	—	—
	297	293	(185)

21. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2018	881 376	21 167
Programme d'émission d'actions au cours du marché ¹	20 050	1 118
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	15 937	855
Exercice d'options	734	34
En circulation au 31 décembre 2018	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

1 Déduction faite des frais d'émission et des impôts reportés.

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Programme d'émission d'actions au cours du marché de Corporation TC Énergie

En juin 2017, la société a mis sur pied un programme d'émission d'actions au cours du marché (« programme ACM ») qui lui a permis 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 était en vigueur pour une période de 25 mois, a été utilisé au besoin pour la gestion de la structure du capital de la société. Dans le cadre du programme ACM initial, la société pouvait émettre jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains d'actions ordinaires. En juin 2018, la société a majoré la capacité du programme, ce qui a permis d'émettre, sur le capital autorisé, jusqu'à 1,0 milliard de dollars d'actions ordinaires additionnelles, portant ainsi le montant global révisé à un total de 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains.

En 2018, 20 millions d'actions ordinaires ont été émises en vertu du programme ACM ci-dessus au prix moyen de 56,13 \$ l'action pour un produit de 1,1 milliard de dollars, déduction faite des commissions et des frais connexes de quelque 10 millions de dollars. En juillet 2019, ce programme ACM a pris fin, aucune action ordinaire n'ayant été émise en vertu de ce programme en 2019.

Le 7 décembre 2020, la société a mis sur pied un nouveau programme ACM qui lui permet d'émettre jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains d'actions ordinaires conformément à des modalités et à des plateformes de négociation essentiellement similaires. Ce programme ACM est en vigueur pour une période de 25 mois et sera utilisé au besoin pour la gestion de la structure du capital de la société. Aucune action ordinaire n'a été émise en vertu de ce programme en 2020.

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. Du 1^{er} juillet 2016 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.

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.

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)	2020	2019	2018
De base	940	929	902
Dilué	940	931	903

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 2020	9 094	55,77 \$	
Attribution	1 714	75,06 \$	
Exercice	(1 664)	54,47 \$	
Extinction/expiration	(148)	63,95 \$	
En cours au 31 décembre 2020	8 996	59,55 \$	3,8
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2020	5 395	55,74 \$	2,8

Au 31 décembre 2020, 6 396 168 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	2020	2019	2018
Juste valeur moyenne pondérée	7,73 \$	6,37 \$	5,80 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,7	5,7	5,7
Taux d'intérêt	1,5 %	1,9 %	2,1 %
Volatilité ²	17 %	19 %	16 %
Rendement de l'action	4,2 %	5,0 %	4,2 %

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 2020 (13 millions de dollars en 2019; 13 millions de dollars en 2018). Au 31 décembre 2020, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 14 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 1,7 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)	2020	2019	2018
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	31	75	10
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	101	143	101
Total des actions aux droits acquis	2,0 millions	2,1 millions	2,1 millions

Au 31 décembre 2020, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 5 millions de dollars et la valeur intrinsèque globale des options en cours était de 5 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 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'acquiescer une action ordinaire additionnelle de la société.

22. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2020	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		
							2020	2019	2018
							(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	233
Série 2	7 423	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 1	179	179	306
Série 3	9 997	1,694 % ⁵	0,4235 \$	25,00 \$	30 juin 2025	Série 4	246	209	209
Série 4	4 003	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 juin 2025	Série 3	97	134	134
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6	310	310	310
Série 6	1 286	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5	32	32	32
Série 7	24 000	3,903 % ⁶	0,97575 \$	25,00 \$	30 avril 2024	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	3,762 % ⁶	0,9405 \$	25,00 \$	30 octobre 2024	Série 10	442	442	442
Série 11	10 000	3,351 % ⁷	0,83775 \$	25,00 \$	28 novembre 2025	Série 12	244	244	244
Série 13	20 000	5,50 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14	493	493	493
Série 15	40 000	4,90 %	1,225 \$	25,00 \$	31 mai 2022	Série 16	988	988	988
							3 980	3 980	3 980

- 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), 4,69 % (série 14) ou 3,85 % (série 16). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.
- 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), 4,69 % sous réserve d'un taux minimum de 5,50 % (série 13) ou 3,85 % sous réserve d'un taux minimum de 4,90 % (série 15).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,029 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 31 décembre 2020 au 31 mars 2021, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 1,389 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2020 au 31 mars 2021, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 1,676 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2020 au 30 janvier 2021, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- Le taux fixe des dividendes a diminué passant de 2,152 % à 1,694 % le 30 juin 2020 pour les actions privilégiées de série 3 et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite.
- Les actions privilégiées de série 7 ou de série 9 ont été converties aux dates d'option de conversion, soit respectivement le 30 avril 2019 et le 30 octobre 2019. Le taux fixe des dividendes a diminué passant de 4,00 % à 3,903 % le 30 avril 2019 pour les actions de série 7 et de 4,250 % à 3,762 % le 30 octobre 2019 pour les actions de série 9. Ces taux seront ajustés à tous les cinquièmes anniversaires par la suite.
- Aucune action privilégiée de série 11 n'a été convertie à la date d'option de conversion du 30 novembre 2020. Le taux fixe des dividendes a diminué passant de 3,8 % à 3,351 % le 30 novembre 2020 pour les actions privilégiées de série 11 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 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.

23. 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 2020 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
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
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(914)	(30)	(944)
Reclassement dans le bénéfice net de gains de conversion à la cession d'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)

exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 323	35	1 358
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(57)	15	(42)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(14)	4	(10)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	27	(6)	21
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(153)	39	(114)
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	(5)	15
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	113	(27)	86
Autres éléments du résultat étendu	1 259	55	1 314

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	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 2018	(1 043)	(31)	(203)	(454)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	1 150	(9)	(114)	72	1 099
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	16	15	12	43
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 150	7	(99)	84	1 142
Reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu dans les bénéfices non répartis découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	—	1	(12)	(6)	(17)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2018	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)

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 30 millions de dollars (pertes de 85 millions de dollars en 2019; gains de 166 millions de dollars en 2018), de pertes de 16 millions de dollars (pertes de 13 millions de dollars en 2019; pertes de 1 million de dollars en 2018) et de gains de 1 million de dollars (pertes de 1 million de dollars en 2019; néant en 2018) respectivement en 2020.

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 37 millions de dollars (28 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2020. 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.

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
	2020	2019	2018	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(1)	(7)	(4)	Produits (Énergie et stockage)
Taux d'intérêt	(28)	(12)	(18)	Intérêts débiteurs
Taux d'intérêt	(613)	—	—	(Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente ²
	(642)	(19)	(22)	Total avant les impôts
	160	5	6	Charge d'impôts
	(482)	(14)	(16)	Déduction faite des impôts ³
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des pertes actuarielles	(23)	(14)	(16)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴
Charge au titre du règlement	—	—	(4)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴
	(23)	(14)	(20)	Total avant les impôts
	6	4	5	Charge d'impôts
	(17)	(10)	(15)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(15)	(8)	(16)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	4	3	4	Charge d'impôts
	(11)	(5)	(12)	Déduction faite des impôts ³
Écarts de conversion				
Gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	13	—	(Perte nette) gain net 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 27 « 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 et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 7 millions de dollars (néant en 2019; gains de 5 millions de dollars en 2018) et de néant (néant en 2019; gains de 2 millions de dollars en 2018), respectivement.

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 24 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

24. 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 neuf ans au 31 décembre 2020 (neuf ans en 2019 et en 2018).

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 2020 (11 ans en 2019; 12 ans en 2018). En 2020, la société a passé en charges un montant de 58 millions de dollars (61 millions de dollars en 2019; 59 millions de dollars en 2018) 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)	2020	2019	2018
Régimes PD	124	122	103
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	9	22	23
Régimes d'épargne et CD	58	61	59
	191	205	185

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 2020, la société a fourni une lettre de crédit de 13 millions de dollars pour le régime PD canadien (12 millions de dollars en 2019; 17 millions de dollars en 2018), pour un total de 302 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2020.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2020, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2021.

En décembre 2018, la société a comptabilisé un règlement survenu à la suite des sommes forfaitaires qui ont été versées en 2018 à certains participants non syndiqués, ayant perdu leur emploi, au régime PD américain de la société, en lien avec des options de règlement en espèces à la suite du départ volontaire de ces participants. Le règlement a été établi à l'aide d'hypothèses cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2017. En raison du règlement, les pertes actuarielles non réalisées associées au régime PD américain de la société ont diminué de 4 millions de dollars, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu. Une charge au titre du règlement de 4 millions de dollars a été comptabilisée dans le coût net des avantages en 2018. Le régime a été modifié avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2018 pour y inclure cette option afférente au versement d'une somme forfaitaire illimitée à certains employés syndiqués qui n'y étaient pas admissibles auparavant.

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	
	2020	2019	2020	2019
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	4 058	3 653	427	430
Coût des services rendus	155	126	6	5
Coût financier	133	142	14	17
Cotisations des employés	6	5	—	—
Prestations versées	(249)	(213)	(21)	(24)
Perte actuarielle	242	394	36	13
Variations du taux de change	(19)	(49)	(5)	(14)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	4 326	4 058	457	427
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 693	3 321	406	376
Rendement réel des actifs des régimes	485	505	56	52
Cotisations de l'employeur ²	124	122	9	22
Cotisations des employés	6	5	—	—
Prestations versées	(249)	(212)	(21)	(24)
Variations du taux de change	(21)	(48)	(9)	(20)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	4 038	3 693	441	406
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(288)	(365)	(16)	(21)

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 13 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (12 millions de dollars en 2019).

La perte actuarielle réalisée en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à une diminution du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 3,20 % en 2019 à 2,70 % en 2020.

La perte actuarielle réalisée 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 diminution du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 3,35 % en 2019 à 2,75 % en 2020.

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	
	2020	2019	2020	2019
Autres actifs à long terme (note 13)	29	—	178	162
Créditeurs et autres	—	—	(8)	(8)
Autres passifs à long terme (note 16)	(317)	(365)	(186)	(175)
	(288)	(365)	(16)	(21)

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	
	2020	2019	2020	2019
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(3 292)	(4 058)	(194)	(182)
Actifs des régimes à la juste valeur	2 975	3 693	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(317)	(365)	(194)	(182)

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)	2020	2019
Obligation au titre des prestations constituées	(3 957)	(3 719)
Actifs des régimes à la juste valeur	4 038	3 693
Situation de capitalisation – Excédent (déficit) des régimes	81	(26)

L'obligation au titre des prestations constituées et les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnés comprennent les montants suivants qui sont liés à des régimes PD qui n'étaient pas entièrement capitalisés :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2020 ¹	2019
Obligation au titre des prestations constituées	—	(2 397)
Actifs des régimes à la juste valeur	—	2 351
Situation de capitalisation – déficit des régimes	—	(46)

¹ Les régimes PD de la société, en ce qui a trait à l'obligation au titre des prestations constituées et aux actifs des régimes à la juste valeur, étaient entièrement capitalisés 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
	2020	2019	2020
Titres d'emprunt	33 %	32 %	25 % à 45 %
Titres de participation	57 %	58 %	35 % à 65 %
Autres actifs	10 %	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)	2020	2019	Pourcentage des actifs des régimes	
			2020	2019
Titres d'emprunt	13	9	0,3 %	0,2 %
Titres de participation	5	15	0,1 %	0,4 %

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 25 « 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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	87	58	—	—	—	—	87	58	2	1
Titres de participation :										
Canada	276	402	177	189	—	—	453	591	10	14
États-Unis	594	523	211	156	—	—	805	679	18	17
International	114	46	380	320	—	—	494	366	11	9
Mondial	116	136	368	297	—	—	484	433	11	11
Marchés émergents	35	8	125	126	—	—	160	134	4	3
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	207	198	—	—	207	198	5	5
Provincial	—	—	283	246	—	—	283	246	6	6
Municipal	—	—	13	12	—	—	13	12	—	—
Entreprises	—	—	151	125	—	—	151	125	3	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	444	421	14	7	—	—	458	428	10	11
Municipal	—	—	2	1	—	—	2	1	—	—
Entreprises	72	67	143	120	—	—	215	187	5	5
International :										
Gouvernements	8	7	6	4	—	—	14	11	—	—
Entreprises	—	—	48	52	—	—	48	52	1	1
Titres adossés à des créances immobilières	47	46	4	7	—	—	51	53	1	1
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	213	196	213	196	5	5
Infrastructure	—	—	—	—	203	181	203	181	5	4
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	1	2	1	2	—	—
Instruments dérivés	—	—	(8)	—	—	—	(8)	—	—	—
Dépôts	145	146	—	—	—	—	145	146	3	4
	1 938	1 860	2 124	1 860	417	379	4 479	4 099	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 2018	362
Achats et ventes	35
Pertes réalisées et non réalisées	(18)
Solde au 31 décembre 2019	379
Achats et ventes	42
Pertes réalisées et non réalisées	(4)
Solde au 31 décembre 2020	417

En 2021, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 128 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 6 millions de dollars et 59 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 13 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
2021	208	25
2022	210	25
2023	213	25
2024	215	25
2025	217	25
2026 à 2030	1 115	120

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 2020. 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	
	2020	2019	2020	2019
Taux d'actualisation	2,70 %	3,20 %	2,75 %	3,35 %
Taux de croissance de la rémunération	2,60 %	3,00 %	—	—

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		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Taux d'actualisation	3,20 %	3,90 %	3,60 %	3,35 %	4,10 %	3,70 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,40 %	6,60 %	6,70 %	3,50 %	4,30 %	4,00 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	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 6,30 % pour 2021. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,80 % d'ici 2028 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 :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Coût des services rendus ¹	155	126	121	6	5	4
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	133	142	134	14	17	14
Rendement prévu des actifs des régimes	(230)	(222)	(221)	(14)	(15)	(16)
Amortissement de la perte actuarielle	21	12	15	2	2	1
Amortissement de l'actif réglementaire	25	14	18	2	2	—
Charge au titre du règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	4	—	—	—
	(51)	(54)	(50)	4	6	(1)
Coût net des prestations constaté	104	72	71	10	11	3

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 (en millions de dollars canadiens)	2020		2019		2018	
	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
Perte nette	358	22	398	20	364	53

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)	2020		2019		2018	
	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	(21)	(2)	(12)	(2)	(15)	(1)
Règlement	—	—	—	—	(4)	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(18)	3	52	(37)	110	43
	(39)	1	40	(39)	91	42

25. 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 le résultat, les flux de trésorerie et, ultimement, la 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 et d'audit interne 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 et sur la valeur de ses actifs et des passifs financiers qu'elle détient. 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 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.

En mai 2019, TC Énergie a vendu le reste de ses contrats de commercialisation d'électricité des États-Unis, réalisant ainsi le désinvestissement de son entreprise de production d'électricité du nord-est des États-Unis lequel s'est amorcé en 2017, atténuant grandement son exposition au risque lié au prix de l'électricité.

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 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, dont certains paramètres pourraient cesser d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet est prévu d'ici le milieu de 2023. La société continue de surveiller les faits nouveaux et elle se prépare à effectuer toutes les modifications de système et d'ordre contractuel qui pourraient s'imposer, tout en évaluant l'adoption des taux d'intérêt de référence standard proposés par le marché.

Risque de change

TC Énergie génère des produits et engage des charges et des dépenses en immobilisations qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. De ce fait, les résultats et les flux de trésorerie de la société sont exposés aux variations des taux de change.

Une grande partie des activités de TC Énergie génère un bénéfice en dollars US; toutefois, 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. Le reliquat est géré activement sur une période de deux ans au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change. Toutefois, l'exposition naturelle au risque va au-delà de cette période.

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.

Couvertures de l'investissement net

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises 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.

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)	2020		2019	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant en 2021)	45	2 200 US	10	3 000 US
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2022 à 2025) ³	23	400 US	3	100 US
	68	2 600 US	13	3 100 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 2020 comprend des gains réalisés nets de 1 million de dollars (néant en 2019) 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)	2020	2019
Montant nominal	27 700 (21 800 US)	29 300 (22 600 US)
Juste valeur	33 800 (26 500 US)	33 400 (25 700 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, 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 en raison des événements récents survenus sur le marché 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 2020 et 2019, 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 autres actifs à court terme, les prêts à des sociétés liées, les placements restreints, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, la participation sans contrôle rachetable, 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)	2020		2019	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2} (note 18)	(36 885)	(46 054)	(36 985)	(43 187)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 19)	(8 498)	(8 908)	(8 614)	(8 777)
	(45 383)	(54 962)	(45 599)	(51 964)

- 1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars US au 31 décembre 2019 attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net de 2020 tient compte de pertes non réalisées de néant (pertes de 3 millions de dollars en 2019) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 200 millions de dollars US qui est venue à échéance en mars 2020 (200 millions de dollars US en 2019). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

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)	2020		2019	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints
Juste valeur des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	—	17	—	6
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	66	26	100
Échéant entre 5 et 10 ans	985	—	801	—
Échéant à plus de 10 ans	85	—	61	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	736	—	556	—
	1 806	83	1 444	106

- 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 (en millions de dollars canadiens)	2020		2019		2018	
	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
Gains nets non réalisés	130	1	32	3	11	—
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³	20	1	60	—	(4)	—

- 1 Les gains et les pertes 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 et pertes à titre d'actifs ou de passifs 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

Au 31 décembre 2020, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2020 (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
Autres actifs à court terme (note 6)				
Produits de base ²	—	—	13	13
Change	—	47	175	222
	—	47	188	235
Autres actifs à long terme (note 13)				
Change	—	22	19	41
	—	22	19	41
Total des actifs dérivés	—	69	207	276
Créditeurs et autres (note 15)				
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 16)				
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.

Au 31 décembre 2019, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2019 (en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés
Autres actifs à court terme (note 6)					
Produits de base ²	—	—	—	118	118
Change	—	—	10	61	71
Taux d'intérêt	—	1	—	—	1
	—	1	10	179	190
Autres actifs à long terme (note 13)					
Change	—	—	5	—	5
Taux d'intérêt	2	—	—	—	2
	2	—	5	—	7
Total des actifs dérivés	2	1	15	179	197
Créditeurs et autres (note 15)					
Produits de base ²	(4)	—	—	(104)	(108)
Change	—	—	(1)	(3)	(4)
Taux d'intérêt	(3)	—	—	—	(3)
	(7)	—	(1)	(107)	(115)
Autres passifs à long terme (note 16)					
Produits de base ²	(6)	—	—	(11)	(17)
Change	—	—	(1)	—	(1)
Taux d'intérêt	(63)	—	—	—	(63)
	(69)	—	(1)	(11)	(81)
Total des passifs dérivés	(76)	—	(2)	(118)	(196)
Total des instruments dérivés	(74)	1	13	61	1

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

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.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs des couvertures de juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur ¹	
	2020	2019	2020	2019
Dette à long terme	—	(260)	—	(1)

1 Aux 31 décembre 2020 et 2019, ces soldes comprenaient des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

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 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.

au 31 décembre 2019	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	492	14	39	—	—
Ventes ¹	2 089	22	53	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 153	1 600
Millions de pesos mexicains	—	—	—	800	—
Dates d'échéance	2020-2024	2020-2027	2020	2020	2020-2030

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.

(Pertes) gains 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)	2020	2019	2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
(Pertes) gains non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(23)	(111)	28
Change	126	245	(248)
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	183	378	351
Change	(33)	(70)	(24)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures²			
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	6	(6)	(1)
Taux d'intérêt	(16)	2	(1)

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 2020, 2019 et 2018, 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 23) 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)	2020	2019	2018
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu			
Produits de base	(5)	(15)	(1)
Taux d'intérêt	(766)	(63)	(13)
	(771)	(78)	(14)

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)	2020	2019	2018
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(3)	(19)	(71)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	1	1	(4)
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	(648)	(12)	(22)
Contrats sur produits de base ⁴	(1)	(7)	(5)

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats, exception faite d'une perte de 613 millions de dollars liée à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction de Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé dans le cadre de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP. La perte est incluse au poste (Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 23 « 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 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.

au 31 décembre 2019 (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	118	(76)	42
Change	76	(5)	71
Taux d'intérêt	3	(1)	2
	197	(82)	115
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(125)	76	(49)
Change	(5)	5	—
Taux d'intérêt	(66)	1	(65)
	(196)	82	(114)

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 54 millions de dollars et des lettres de crédit de 15 millions de dollars au 31 décembre 2020 (58 millions de dollars et 25 millions de dollars en 2019, respectivement). Au 31 décembre 2020, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie ni aucune lettre de crédit (néant et néant en 2019, respectivement) fournie par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

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 2020, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2019), 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 2020, 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.

Hierarchie 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 2020 (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables ¹ (niveau 2)	Données importantes non observables ¹ (niveau 3)	Total
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.

au 31 décembre 2019	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	81	37	—	118
Change	—	76	—	76
Taux d'intérêt	—	3	—	3
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(77)	(41)	(7)	(125)
Change	—	(5)	—	(5)
Taux d'intérêt	—	(66)	—	(66)
	4	4	(7)	1

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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)	2020	2019
Solde au début de l'exercice	(7)	(4)
Transferts du niveau 3	—	4
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	3	(3)
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	—	(4)
Solde à la fin de l'exercice¹	(4)	(7)

¹ Les produits comprennent des gains non réalisés de 3 millions de dollars (pertes non réalisées de 3 millions de dollars en 2019) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2020.

26. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
(en millions de dollars canadiens)			
Diminution (augmentation) des débiteurs	129	31	(69)
Augmentation des stocks	(55)	(42)	(49)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(221)	(15)	45
(Diminution) augmentation des créditeurs et autres	(162)	352	(70)
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(18)	(33)	41
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(327)	293	(102)

27. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – Canada

Coastal GasLink LP

Le 22 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 comprend 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 tient 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 rend compte aussi de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Le gain avant les impôts est pris en compte au poste « (Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Dans le cadre de cette transaction, Coastal GasLink LP a 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 %.

En parallèle avec la vente de la participation, Coastal GasLink LP a conclu des facilités de crédit garanties pour le financement de projet à long terme d'un montant total actuellement fixé à 6,8 milliards de dollars. Ces facilités de crédit serviront à financer la plus grande partie des coûts de construction de Coastal GasLink. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink LP a prélevé 1,6 milliard de dollars sur les facilités, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie.

Au moment de cette vente, TC Énergie a offert aux 20 groupes des Premières Nations ayant conclu des accords avec Coastal GasLink LP la possibilité d'investir dans le projet au moyen d'une option visant à acquérir une participation de 10 %.

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'est pas déductible aux fins de l'impôt. Le gain avant les impôts est pris en compte au poste « (Perte nette) gain net 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 est pris en compte au poste « (Perte nette) gain net 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 reflète 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.

TC Énergie demeure l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabilise sa participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans les états financiers consolidés de la société.

Énergie et stockage

TransCanada Turbines Ltd.

Le 13 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

Le 29 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. Des pertes avant les impôts de 414 millions de dollars (283 millions de dollars après les impôts) ont été comptabilisées relativement à la vente pour 2020, ce qui reflète la conclusion des obligations postérieures à la clôture. La perte totale de 693 millions de dollars avant les impôts (477 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tient compte des pertes comptabilisées en 2019, alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente; la perte après les impôts reflète aussi l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. La perte avant les impôts est pris en compte au poste « (Perte nette) gain net 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 décembre 2018, la société a conclu une entente visant la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, puis la société a résilié l'entente avec SWG.

En mai 2019, la société a réalisé la vente à SRP, conformément à son droit contractuel de premier refus, 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 est pris en compte au poste « (Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats.

Cartier Énergie éolienne

En octobre 2018, la société a conclu la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de sa participation de 62 % dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne pour un produit de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture. Par conséquent, la société a constaté un gain sur la vente de 170 millions de dollars (143 millions de dollars après les impôts), lequel a été pris en compte au poste « (Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats.

28. 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 224 millions de dollars en 2020 (236 millions de dollars en 2019; 207 millions de dollars en 2018).

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 2020, TC Énergie avait les engagements suivants au titre des dépenses en immobilisations :

- un montant d'environ 0,9 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 0,3 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 Gulf;
- un montant d'environ 0,2 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Mexique, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs de Tula et de Villa de Reyes;
- un montant d'environ 0,9 milliard de dollars dans son secteur des pipelines de liquides, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction de Keystone XL;
- un montant d'environ 0,3 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.

Acquisition de parts ordinaires de TC PipeLines, LP

Le 14 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 par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. Aux termes de l'entente, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP recevront 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Le ratio d'échange reflète l'équivalent d'environ 38 millions d'actions ordinaires de TC Énergie pour la totalité des parts ordinaires de TC PipeLines, LP détenues dans le public. Les porteurs des parts ordinaires détenues dans le public seront invités à voter sur le plan de fusion le 26 février 2021. La clôture de la transaction devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2021, sous réserve de l'approbation par les porteurs de la majorité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP et des approbations réglementaires habituelles.

Si la transaction se concrétise, les changements prévus en termes de participation de la société dans TC PipeLines, LP seront pris en compte comme une transaction sur les capitaux propres puisque la société continuera d'exercer un contrôle sur TC PipeLines, LP. Aucun gain ni aucune perte afférent à la transaction ne sera comptabilisé dans l'état consolidé des résultats.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2020, la société avait constaté quelque 24 millions de dollars (30 millions de dollars en 2019) 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 n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

En tant qu'exploitant du pipeline Northern Courier, TC Énergie a 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, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

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 Transcanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de TC Énergie compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est comptabilisée dans les créditeurs et autres et 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)	Échéance	2020		2019	
		Risque éventuel	Valeur comptable	Risque éventuel	Valeur comptable
Pipeline Northern Courier	jusqu'en 2055	300	26	300	27
Sur de Texas	jusqu'en 2021	100	—	109	—
Bruce Power	jusqu'en 2023	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	jusqu'en 2043	78	4	100	10
		566	30	597	37

1 Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

29. 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 (en millions de dollars canadiens)	2020	2019
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	254	106
Débiteurs	61	88
Stocks	26	27
Autres	11	8
	352	229
Immobilisations corporelles	3 325	3 050
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	714	785
Écart d'acquisition	424	431
Autres actifs à long terme	8	—
	4 823	4 495
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	109	70
Participation sans contrôle rachetable	633	—
Intérêts courus	21	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	579	187
	1 342	278
Passifs réglementaires	60	45
Autres passifs à long terme	11	9
Passifs d'impôts reportés	12	9
Dette à long terme	2 468	2 694
	3 893	3 035

Certaines EDDV consolidées détiennent une participation sans contrôle rachetable qui a priorité de rang sur la participation de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Participation sans contrôle rachetable et participations sans contrôle » et à la note 30 « Événements postérieurs à la date de clôture » 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)	2020	2019
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	3 306	3 256
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres ¹	1 371	1 464
Hors bilan²		
Bruce Power	1 183	1 521
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 506	425
Risque maximal de perte	7 366	6 666

1 Ce poste comprend la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Portlands Energy Centre classée dans les actifs destinés à la vente au 31 décembre 2019 et vendue le 29 avril 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs, attendus et éventuels, en matière de financement.

30. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Émission de titres d'emprunt de Columbia Pipeline Group, Inc.

Le 9 décembre 2020, Columbia, filiale de la société, a conclu un emprunt à terme à prélèvements prédéterminés de 4,2 milliards de dollars US, échéant en juin 2022 et portant intérêt à un taux variable. 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.

Révocation du permis présidentiel visant Keystone XL

Le 20 janvier 2021, le président des États-Unis, Joe Biden, a révoqué le permis présidentiel visant l'oléoduc Keystone XL. Par conséquent, la société a suspendu, à compter de cette date, l'avancement du projet d'oléoduc Keystone XL pendant qu'elle évalue les répercussions de la révocation ainsi que les options qui s'offrent à elle avec son partenaire, soit le gouvernement de l'Alberta, et d'autres parties prenantes. La société a cessé de capitaliser les coûts, dont les intérêts pendant la construction, tout comme elle ne constate plus le rendement sur les titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta avec prise d'effet le 20 janvier 2021. La décision de suspendre l'avancement de l'oléoduc Keystone XL représente également un événement déclencheur conformément aux PCGR aux termes duquel la société doit soumettre les coûts de projet capitalisés de Keystone XL à un test de dépréciation. En raison de l'incertitude liée au projet d'oléoduc Keystone XL, la société prévoit comptabiliser principalement une charge de dépréciation hors trésorerie au premier trimestre de 2021. La valeur comptable des immobilisations corporelles afférentes à l'oléoduc Keystone XL, dont les intérêts capitalisés, se chiffrait à 2,8 milliards de dollars au 31 décembre 2020.

Les effets comptables de cette révocation au premier trimestre de 2021 et par la suite dépendront de l'évaluation et de la prise en compte des options susmentionnées, y compris les conséquences sur les accords contractuels déjà conclus. Par conséquent, l'ampleur de la charge de dépréciation et des recouvrements connexes ne peut être quantifiée pour le moment.

Les facteurs suivants seront pris en considération pour déterminer le montant et le calendrier de la charge de dépréciation et des recouvrements connexes bien qu'ils soient tributaires des décisions futures et des faits nouveaux :

- la viabilité des projets actuellement associés à l'oléoduc Keystone XL, dont les projets de pipeline Heartland, des terminaux TC et du terminal de Keystone à Hardisty, fait également l'objet d'un examen. La valeur comptable de ces projets, inscrits dans les autres actifs à long terme dans le bilan consolidé, se chiffrait à 0,2 milliard de dollars au 31 décembre 2020;
- les passifs supplémentaires engagés en lien avec des engagements contractuels;
- les recouvrements de montants spécifiques;
- la valeur recouvrable des actifs corporels liés au projet;
- l'effet qu'auront les éléments susmentionnés sur la charge d'impôt, ce qui comprend une évaluation des provisions pour moins-value d'actifs d'impôts et des actifs d'impôts reportés comptabilisés en date du 31 décembre 2020.

Le capital restant dû aux termes de la facilité de crédit liée au projet est entièrement garanti par le gouvernement de l'Alberta et celle-ci est sans recours contre la société. La suspension de l'avancement du projet n'exige pas que la dette soit remboursée immédiatement, car le remboursement en question dépend de certains autres événements ou de certaines autres décisions énoncés aux termes de la facilité de crédit. Bien que la facilité de crédit demeure en cours, il incombe à la société d'acquitter les intérêts y afférents. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Participation sans contrôle rachetable et participations sans contrôle » pour un complément d'information sur les événements postérieurs à la date de clôture afférents à la facilité de crédit liée au projet.

Renseignements à l'intention des actionnaires

TC Énergie est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs.
Communiquez avec :

David Moneta

Vice-président, Relations avec les investisseurs et communications financières

Téléphone : **1-403-920-7911**

Sans frais : **1-800-361-6522**

Courriel : **investor_relations@tcenergy.com**

Visitez TCEnergy.com pour les renseignements à l'intention des investisseurs :

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 13: TRP.PR.J

Série 15: TRP.PR.K

Prenez part à nos discussions en ligne



Suivez-nous sur Facebook :

@TCEnergyCorporation

Suivez-nous sur Instagram :

@TCEnergy

Contactez-nous sur LinkedIn :

@TC Energy

Suivez-nous sur Twitter :

@TCÉnergie

Recherche d'emploi :

TCEnergy.com/Jobs

Lisez nos dernières actualités :

TCEnergy.com/Stories

Agent des transferts

Services aux investisseurs Computershare

100 University Avenue, 8th Floor, Toronto, ON
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, AB
Canada, T2P 5H1



2020
REPORT ON BUSINESS
WOMEN LEAD HERE

Sustainability Yearbook
Member 2021

S&P Global

Visitez notre site Web pour plus d'information :
TCÉnergie.com

Consultez notre rapport annuel en ligne :
TCÉnergie.com/RapportAnnuel

Imprimé au Canada
Février 2021

