

TC Énergie présente de solides résultats financiers pour le premier trimestre et maintient ses services essentiels de transport d'énergie dans toute l'Amérique du Nord

CALGARY (Alberta) – **Le 1^{er} mai 2020** – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,15 milliard de dollars (1,22 \$ par action) pour le premier trimestre de 2020, comparativement à un bénéfice net de 1,0 milliard de dollars (1,09 \$ par action) pour la même période en 2019. Le résultat comparable du premier trimestre de 2020 a atteint 1,1 milliard de dollars (1,18 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,0 milliard de dollars (1,07 \$ par action ordinaire) en 2019. Le conseil d'administration de TC Énergie a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2020, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,24 \$ par action ordinaire.

« La pandémie de COVID-19 nous fait traverser une période absolument sans précédent, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TC Énergie. Des millions de personnes, dans le monde entier, en subissent les répercussions. Au nom de toute l'équipe de TC Énergie, je tiens à exprimer ma reconnaissance envers tous les travailleurs des soins de santé qui sont en première ligne et ceux des autres services essentiels qui risquent leur propre santé pour faire en sorte que des tests, des traitements et des soins soient acheminés et prodigués aux personnes atteintes par la COVID-19. Nous exprimons aussi notre gratitude à tous ceux qui font en sorte que les systèmes de livraison et de transport et les chaînes d'approvisionnement d'importance critique demeurent fonctionnels. Leur dévouement désintéressé et courageux contribue à assurer à la population la sécurité, les provisions et le confort en dépit de la situation difficile.

« La priorité de TC Énergie demeure la santé et la sécurité des employés, des sous-traitants et des collectivités où nous exerçons nos activités, ainsi que le maintien de la fiabilité de nos services essentiels de transport d'énergie, poursuit M. Girling. Des plans de continuité des activités ont été mis en œuvre dans toutes nos installations au début de mars, et nous continuons d'exploiter efficacement nos actifs et d'exécuter nos programmes d'investissement qui sont essentiels pour satisfaire les besoins énergétiques de la population nord-américaine.

« Nos infrastructures restent opérationnelles, leur disponibilité est très peu touchée par les récents événements, et les niveaux d'utilisation restent solides et conformes à la normale, ajoute M. Girling. 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 volumes de production et aux prix des marchandises. Au premier trimestre de 2020, notre portefeuille diversifié a continué de donner un excellent rendement. Le résultat comparable par action a augmenté de 10 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, et les fonds provenant de l'exploitation comparables de 2,1 milliards de dollars représentent une augmentation de 17 %. Ces hausses reflètent l'excellente performance de nos anciens actifs et les apports d'environ 1,6 milliard de dollars des projets visant la capacité mis en service depuis le début de 2020.

Malgré l'incertitude du marché à court terme, nous continuons de croire que l'accès à l'énergie abondante et produite de manière responsable que recèle l'une des régions d'hydrocarbures les plus vastes du monde, située dans un pays des plus performant en matière d'ESG, conservera sa valeur prépondérante pour l'économie nord-américaine, la sécurité de l'approvisionnement énergétique et le niveau de vie à long terme. C'est pourquoi la société a annoncé, à la fin de mars, qu'elle poursuivait les travaux de construction du projet d'oléoduc Keystone XL, qui nécessiteront un investissement additionnel d'environ 8,0 milliards de dollars américains. Cet oléoduc, qui devrait être mis en service en 2023, sera

essentiel pour faire le lien entre les réserves de pétrole que contiennent les sables bitumineux du Canada, qui se classent au troisième rang dans le monde en importance, et le plus grand marché du raffinage du continent, situé sur la côte américaine du golfe du Mexique. Le projet Keystone XL repose sur de nouvelles ententes de transport de 20 ans visant 575 000 barils par jour, qui devraient dégager un BAIIA supplémentaire d'environ 1,3 milliard de dollars américains par année lorsque l'oléoduc sera en service. TC Énergie a conclu un partenariat avec le gouvernement de l'Alberta, qui injectera des capitaux propres de quelque 1,1 milliard de dollars américains et garantira entièrement une facilité de crédit de projet de 4,2 milliards de dollars américains pendant la construction. Lorsque les travaux seront achevés et que le projet sera mis en service, la société projette de racheter la participation du gouvernement de l'Alberta et de refinancer la facilité de crédit.

« Nous sommes reconnaissants de l'appui jamais démenti des propriétaires fonciers, des clients, des groupes autochtones et de nombreux partenaires américains et canadiens qui nous ont aidés à trouver le soutien requis et à obtenir les principales autorisations réglementaires, car ce projet d'infrastructure énergétique d'importance primordiale assurera du travail à des milliers de personnes; il consolidera la sécurité du continent sur le plan de l'énergie, et ses retombées économiques seront substantielles, ajoute encore M. Girling. Nous remercions aussi les nombreux représentants des différents gouvernements de l'Amérique du Nord pour leur mobilisation, individuelle et collective, sans laquelle le projet n'aurait pas vu le jour. »

Comme les conditions sur les marchés des capitaux se sont considérablement resserrées à cause de la pandémie de COVID-19, au cours du mois d'avril, la société a bonifié ses liquidités de plus de 9 milliards de dollars au moyen du placement de 2,0 milliards de dollars de billets à moyen terme au Canada et de billets de premier rang non garantis de 1,25 milliard de dollars américains aux États-Unis, de l'établissement de facilités de crédit confirmées supplémentaires de 2,0 milliards de dollars américains et de la réalisation de la vente, pour 2,8 milliards de dollars, de ses centrales alimentées au gaz naturel en Ontario. Ces liquidités devraient de plus être complétées par les fonds qui seront reçus lors de la conclusion, avec Coastal GasLink, d'une coentreprise et d'un financement de projet qui devrait avoir lieu au deuxième trimestre.

« Notre solide situation financière et notre accès aux marchés des capitaux nous permettront d'assurer le financement prudent de notre programme de projets d'investissement garantis, aujourd'hui chiffré à 43 milliards de dollars, d'une manière qui cadre avec le maintien de nos excellentes notes de crédit et l'atteinte des mesures de crédit que nous avons ciblées, conclut M. Girling. Lorsque ce programme sera achevé, environ 98 % du BAIIA consolidé de la société devrait provenir d'actifs à tarifs réglementés ou d'actifs visés par des contrats à long terme. L'avancement fructueux de ces projets et d'autres possibilités de croissance interne qui devraient découler des cinq entreprises en exploitation de la société en Amérique du Nord pourrait assurer une croissance annuelle de 8 % à 10 % du dividende en 2021 et de 5 % à 7 % par la suite. »

Points saillants

(Tous les montants (non audités) sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Résultats financiers du premier trimestre de 2020
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,15 milliard de dollars (1,22 \$ par action ordinaire)
 - Résultat comparable de 1,1 milliard de dollars (1,18 \$ par action ordinaire)
 - BAIIA comparable de 2,5 milliards de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,7 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 2,1 milliards de dollars
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2020.
- Mise en service d'installations d'environ 1,5 milliard de dollars pour le réseau de NGTL et de 0,1 milliard de dollars pour le réseau principal au Canada.

- Achèvement de la construction et des activités de mise en service de la centrale de Napanee, qui a été mise en service le 13 mars.
- Poursuite des travaux de construction du gazoduc Coastal GasLink de 6,6 milliards de dollars et progression du plan de financement du projet.
- Annonce, le 31 mars, de la poursuite du projet Keystone XL et du début des travaux de construction en avril.
- Obtention en mars de l'approbation de tous les éléments de la demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL.
- Obtention en avril de l'approbation du règlement tarifaire négocié de six ans pour le réseau principal au Canada.
- Conclusion d'un règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans pour le réseau de NGTL, le 24 avril.
- Réalisation de la vente des centrales alimentées au gaz naturel de l'Ontario pour un produit net de 2,8 milliards de dollars, le 29 avril.
- Émission de billets à moyen terme à taux fixe à 7 ans de 2,0 milliards de dollars et de billets de premier rang non garantis à taux fixe à dix ans de 1,25 milliard de dollars américains; obtention de facilités de crédit confirmées supplémentaires de 2,0 milliards de dollars américains en avril 2020.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 144 millions de dollars (0,13 \$ par action ordinaire) par rapport à la même période en 2019 pour s'établir à 1,15 milliard de dollars (1,22 \$ par action). Les résultats par action reflètent l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») en 2019. Les résultats du premier trimestre de 2020 comprennent 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, de même qu'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. Les résultats du premier trimestre de 2019 comprenaient une perte de 12 millions de dollars, après les impôts, découlant de la vente, en mai 2019, de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces postes particuliers, ainsi que les gains et les pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable, car nous considérons que les transactions ou les ajustements dont elles découlent ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 mars 2020 a été supérieur de 152 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des gazoducs au Mexique découlant principalement de l'accroissement du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019. Cet élément tient compte des produits de 55 millions de dollars américains correspondant aux frais non récurrents tirés de la coentreprise Sur de Texas par suite du parachèvement de la construction du gazoduc dans le respect des cibles contractuelles;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat supplémentaire découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf en 2019, en partie annulé par la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- le bénéfice plus élevé du secteur Énergie et stockage attribuable surtout à l'accroissement des résultats de Bruce Power découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés et des volumes dégagés, ainsi qu'au résultat supplémentaire de la centrale de Napanee, mise en service le 13 mars 2020. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par les pertes inscrites par Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et par la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River et la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la hausse du résultat fondé sur les tarifs et au traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement et des charges financières relatifs au réseau de

NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada;

- l'apport plus faible des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone, l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et la baisse du résultat occasionné par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019.

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

Le résultat comparable a augmenté de 122 millions de dollars (0,11 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- 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 la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula à cause de retards continuels de construction;
- 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 projets. La charge d'amortissement des gazoducs au Canada est recouverte par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable, et n'a donc pas d'effet important sur le résultat comparable;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, attribuable essentiellement aux gains de change non réalisés sur les passifs d'impôts reportés libellés en pesos en raison de l'affaiblissement du peso mexicain au premier trimestre de 2020;
- la baisse de la charge d'impôts découlant de la diminution des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada, en partie contrebalancée par la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 mars 2020 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

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 ont été mis en œuvre 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. À l'heure actuelle, nos activités sont pour la plupart jugées essentielles ou d'importance critique 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 prévoyons que les changements dans les modes de travail et les restrictions imposées par les organismes gouvernementaux et les autorités sanitaires en réaction à la pandémie de COVID-19 auront des répercussions sur certains projets. Nous estimons que dans l'ensemble, ces répercussions ne seront pas significatives, mais à ce stade l'effet global est encore incertain.

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 volumes de production et aux 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. Il est encore trop tôt pour connaître avec exactitude les répercussions à long terme que pourrait avoir la COVID-19 sur notre programme d'investissement, mais nous pouvons déjà prévoir un certain ralentissement de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations en 2020.

La pandémie a eu des répercussions importantes sur les marchés des capitaux en 2020, qui ont connu des périodes de grande volatilité et où les liquidités se sont raréfiées. Malgré ces conditions difficiles, nous avons obtenu plus de 9 milliards de dollars en liquidités supplémentaires en avril 2020, ce qui témoigne de notre capacité à accéder aux marchés des capitaux même en période de crise. Grâce à cette somme et 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, notre programme d'investissement et nos dividendes, même si la période de perturbation actuelle devait perdurer.

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 dans le monde allant dans bien des cas jusqu'à la fermeture prolongée des entreprises et de graves perturbations de la chaîne d'approvisionnement. La possibilité que les répercussions de la pandémie sur les activités et les projets de croissance de la société ne soient pas seulement transitoires dépendra de développements, de politiques et de mesures futurs qui sont encore fort incertains.

Voici d'autres faits marquants récents :

Gazoducs – Canada :

- **Projet de gazoduc Coastal GasLink :** En décembre 2019, nous avons conclu une convention d'achat de titres de capitaux propres visant la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink à KKR-Keats Pipeline Investors II (Canada) Ltd. (« KKR ») et à une filiale d'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo »), dont la clôture devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2020, sous réserve des approbations et consentements réglementaires habituels. Dans le cadre de la transaction, la Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership nous confiera en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc.

Le 28 avril 2020, Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership a conclu une convention de crédit avec un consortium bancaire qui fournit un financement de projet sans recours pour financer la plus grande partie des coûts de construction du gazoduc Coastal Gaslink. Les facilités de crédit consenties aux termes de cette convention pourront être utilisées lorsque les conditions préalables auront été remplies, notamment la clôture de la convention d'achat de titres de capitaux propres avec KKR et AIMCo. Les montants prélevés sur ces facilités seront déduits des apports requis des commanditaires pour financer le projet.

Aux termes de la convention d'achat de titres de capitaux propres, nous recevrons un produit forfaitaire unique qui comprendra le remboursement d'une quote-part de 65 % des coûts de projet engagés d'ici la date de clôture ainsi que des séries de paiements pendant la construction et l'exploitation du gazoduc. Nous prévoyons inscrire un gain d'environ 600 millions de dollars, après les impôts, à la clôture de la transaction, montant qui comprend le gain sur la vente, la comptabilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'ont pas encore été comptabilisés et la réévaluation à la juste valeur de notre participation conservée de 35 %, avant la prise en compte des dérivés. En effet, nous ajusterons le gain définitif pour qu'il tienne compte de la juste valeur à la date de clôture d'un dérivé servant à couvrir le risque lié aux taux d'intérêt des facilités de crédit susmentionnées. Au moment de la clôture de la vente, nous prévoyons de comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation.

Le recours à des partenaires, l'établissement de facilités de financement 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 engagés à ce jour devraient combler l'essentiel de nos besoins de financement jusqu'à l'achèvement du projet.

Nous nous sommes également engagés à collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink, auxquelles nous offrirons la possibilité d'investir dans le projet. Parallèlement à la convention d'achat de titres de capitaux propres, nous leur offrirons donc l'option d'acquérir une participation de 10 % dans le gazoduc selon des modalités semblables à celles qui ont été accordées à KKR et AIMCo.

Les travaux de construction se poursuivent le long du tracé du gazoduc, où environ 75 % du défrichage a été effectué et environ 35 % des canalisations sont stockées. Les grands travaux sont terminés pour l'hiver et les équipes attendent d'être mobilisées de nouveau après le dégel du printemps.

Même si le projet a été désigné comme un service essentiel par le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique, nous nous attendons à ce que les changements aux pratiques de travail et les autres restrictions mises en place par le gouvernement et les autorités de santé publique en réponse à la COVID-19 puissent avoir une incidence sur son avancement. L'ampleur des conséquences est toutefois incertaine à l'heure actuelle. Nous continuons de collaborer étroitement avec les autorités, ainsi qu'avec les collectivités situées le long de l'emprise du pipeline, afin d'assurer la sécurité et le bien-être de notre personnel et des collectivités qui nous accueillent.

- **Réseau de NGTL** : Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,5 milliard de dollars.

Dans un rapport daté du 19 février 2020, la Régie de l'énergie du Canada (« REC ») a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 et nous attendons la décision du gouverneur. Des nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 349 km (217 milles) et trois postes de compression sont nécessaires pour transporter la production supplémentaire de réception garantie qui commence en avril 2021 et accroître la capacité d'exportation du bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j).

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 a été mis en service le 18 avril 2020. Le projet dans son ensemble comporte de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles), ainsi que trois postes de compression et 13 postes de comptage.

En mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'Office national de l'énergie (« ONÉ »). La 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. La REC (qui a succédé à l'ONÉ) a tenu une audience publique au quatrième trimestre de 2019 et rendu sa décision le 25 mars 2020, approuvant tous les éléments de la demande comme elle avait été déposée.

Le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL a expiré en décembre 2019. Le 24 avril 2020, le réseau de NGTL a annoncé un règlement sur les besoins en produits négocié avec ses clients et d'autres parties intéressées dont la durée de cinq ans s'échelonne du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2024. Le règlement reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaires 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. Le réseau de NGTL devrait déposer une demande d'approbation auprès de la REC au deuxième trimestre de 2020. D'ici à ce que les nouveaux tarifs soient approuvés, le réseau de NGTL est exploité aux termes de tarifs provisoires approuvés par la REC en décembre 2019.

- **Réseau principal au Canada** : Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, le réseau principal au Canada a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,1 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 et ses clients. Le règlement 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.

Gazoducs – États-Unis :

- **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 bassin sédimentaire de l'Ouest canadien vers les marchés d'exportation des GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Il est prévu que la mise en service aura lieu en 2022 et que les coûts estimatifs du projet s'élèveront à 0,3 milliard de dollars américains.
- **Buckeye XPress** : Le projet Buckeye XPress est un projet d'augmentation de la taille d'un pipeline de remplacement existant mené en parallèle avec notre programme de modernisation de Columbia Gas. Les coûts de 0,2 milliard de dollars américains consacrés à l'élargissement de la canalisation de remplacement et à la mise à niveau des compresseurs nous permettront d'offrir une capacité pipelinière supplémentaire de 290 TJ/j (275 Mpi³/j) pour acheminer la production en croissance provenant des Appalaches. Le certificat de la FERC visant Buckeye XPress a été obtenu le 23 janvier 2020, et la mise en service du projet est prévue vers la fin de 2020.

Gazoducs – Mexique :

- **Tula et Villa de Reyes** : Les procédures d'arbitrage de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») visant Villa de Reyes et Tula ont débuté en juin 2019, et les paiements de frais fixes de capacité en cas de force majeure y afférents ont été suspendus pendant la conduite des négociations sur les contrats de transport. À l'instar de la convention modifiée conclue à l'égard de Sur de Texas qui a mené la CFE à retirer sa demande d'arbitrage visant celui-ci, nous prévoyons que des conventions visant Tula et Villa de Reyes seront conclues avant la fin de 2020. Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent; la mise en service graduelle du projet devrait commencer au troisième trimestre de 2020, et la mise en service complète devrait avoir lieu d'ici la fin de 2020.

Pipelines de liquides :

- **Keystone XL** : Le 31 mars 2020, nous avons annoncé que nous irons de l'avant avec la construction du projet Keystone XL, ce qui nécessitera un investissement additionnel de quelque 8,0 milliards de dollars américains. Les travaux de construction ont commencé en avril et la mise en service de l'oléoduc est prévue en 2023.

Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a accepté d'investir environ 1,1 milliard de dollars américains à titre de participation dans Keystone XL, ce qui couvre pratiquement tous les coûts de construction prévus jusqu'à la fin de 2020. Le reste de l'investissement de capitaux, soit environ 6,9 milliards de dollars américains, devrait être financé par une facilité de crédit liée au projet de 4,2 milliards de dollars américains entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et par un investissement de la société à hauteur de 2,7 milliards de dollars américains. Nous prévoyons de financer notre investissement à l'aide des flux de trésorerie générés en interne, de titres hybrides et d'actions ordinaires; nous activerons à cet effet notre RRD en 2021 et en 2022. Nous avons aussi l'intention de déposer un prospectus visant le placement de 1,0 milliard de dollars d'actions dans le cadre du programme d'émission au cours du marché, que nous pourrions utiliser si nous le jugeons nécessaire. Lorsque les travaux seront achevés et que le projet sera mis en service, nous projetons de racheter du gouvernement de l'Alberta sa participation selon des modalités convenues et de refinancer notre facilité de crédit de 4,2 milliards de dollars américains sur les marchés des capitaux d'emprunt.

Keystone XL est visé par de nouvelles ententes de transport de 20 ans visant 575 000 b/j qui devraient dégager un BAIIA d'environ 1,3 milliard de dollars américains par année. En outre, lorsque le projet sera en service, des contrats en vigueur visant le transport de 115 000 b/j de Hardisty vers la côte américaine du golfe du Mexique par les actuelles canalisations de Keystone XL seront transférés aux nouvelles installations, et les contrats seront renouvelés pour 20 ans. Sous réserve des modalités des ententes, 50 % de tout écart entre le coût en capital estimé et le coût final du projet Keystone XL seront assujettis à un mécanisme de partage et pris en compte dans les droits d'utilisation de l'oléoduc.

Le 15 avril 2020, la Cour de district des États-Unis au Montana a statué que le USACE avait enfreint la loi sur les espèces en voie de disparition en délivrant de nouveau, en 2017, le permis national 12 en vertu de la loi intitulée Clean Water Act (le « permis 12 »). La décision du tribunal annule le permis 12 et interdit au USACE d'autoriser d'autres travaux aux termes de celui-ci, y compris la construction de Keystone XL à travers les terres humides et d'autres étendues d'eau des États-Unis. La décision du tribunal n'est pas spécifique à Keystone XL en ce sens que ce type de permis peut être utilisé par les entités les plus diverses pour la construction, la maintenance ou la réparation d'installations de services publics tels les oléoducs, les gazoducs et les aqueducs de même que les services d'électricité, de téléphonie, d'Internet, de radiodiffusion et de télédiffusion. Nous étudions actuellement les possibilités qui s'offrent à nous pour surmonter les effets de cette décision et obtenir les autorisations nécessaires à la construction du projet Keystone XL comme prévu.

Énergie et stockage :

- **Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario :** Le 13 mars 2020, nous avons terminé les travaux de construction et les activités de mise en service, et la centrale de Napanee a été mise en service.

Le 29 avril 2020, nous avons réalisé la vente de nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de notre 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, après les ajustements de clôture et avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à une perte d'environ 520 millions de dollars avant les impôts (370 millions de dollars après les impôts). L'augmentation de la perte totale par rapport à celle qui a été présentée au 31 décembre 2019 s'explique principalement par les coûts plus élevés que prévu pour arriver à la mise en service de la centrale de Napanee le 13 mars 2020 et par l'inclusion d'obligations postérieures à la clôture. Comme ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente, une tranche de 395 millions de dollars de la perte avant les impôts (271 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée jusqu'au 31 mars 2020, dont une tranche de 116 millions de dollars de la perte avant les impôts (77 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au premier trimestre de 2020. Le montant résiduel d'environ 125 millions de dollars de la perte avant les impôts (99 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisé à la clôture et sera inscrit dans les résultats du deuxième trimestre de 2020.

- **Bruce Power – Allongement du cycle de vie** : Le 25 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 Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (« SIERE »). Cet avis de force majeure porte sur le programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 et sur certains travaux de gestion d'actifs. Au moment de la déclaration du cas de force majeure, le programme de RCP du réacteur 6 était en avance sur l'échéancier prévu. En raison des restrictions imposées à cause de la COVID-19, le réacteur 6 a été placé en état sécuritaire et le programme de RCP du réacteur 6 a été limité aux tâches essentielles concernant la sécurité de la centrale et l'intégrité des systèmes. Des travaux limités portant sur les activités liées au chemin critique se poursuivent, alors que des mesures de prévention rigoureuses sont en place pour protéger les travailleurs et pour assurer que la centrale dispose de provisions suffisantes pour les activités d'exploitation en cours. À l'heure actuelle, il est trop tôt pour déterminer combien de temps durera le cas de force majeure et l'incidence qu'il aura sur le coût et la durée du programme. Bruce Power a diminué de plus des deux tiers ses effectifs présents sur place en réponse à la pandémie. Les activités d'exploitation et les arrêts prévus du cœur des autres réacteurs se poursuivent comme en temps normal.

Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires** : Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2020 sur les actions ordinaires de TC Énergie en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 3,24 \$ par action ordinaire.
- **Émission de titres d'emprunt à long terme** : En avril 2020, TCPL a émis pour 2,0 milliards de dollars de billets à moyen terme échéant en avril 2027 et portant intérêt à un taux fixe de 3,80 %, ainsi que pour 1,25 milliard de dollars américains de billets de premier rang non garantis échéant en avril 2030 et portant intérêt à un taux fixe de 4,10 %.
Le produit net de ces émissions a servi à des fins générales et à financer notre programme d'investissement.
- **Facilités de crédit supplémentaires** : En avril 2020, nous avons conclu des facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars américains.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 1^{er} mai 2020 pour discuter de nos résultats financiers du premier trimestre de 2020. Russ Girling, président et chef de la direction, et Don Marchand, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise, et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction, s'entretiendront des résultats financiers du premier trimestre de TC Énergie et des faits nouveaux au sein de la société à 13 h (HAR) ou à 15 h (HAE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800-806-5484 ou le 416-340-2217 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence et en entrant le code d'accès 3787694#. La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au TCEnergy.com/events ou à partir de l'URL suivante : <http://www.gowebcasting.com/10572>.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 8 mai 2020; il suffira de composer le 800-408-3053 ou le 905-694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 6995164#.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sur le site Web de la société au www.TCEnergy.com; ces documents seront aussi déposés dès aujourd'hui sous le profil de TC Énergie dans SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov/info/edgar.shtml.

À propos de TC Énergie

Nous jouons un rôle primordial dans la vie quotidienne de millions de personnes qui comptent sur nos services de transport pour assurer leur approvisionnement en énergie durable. Grâce à notre réseau de gazoducs et d'oléoducs sûrs et fiables, doublé de centrales électriques et d'installations de stockage, nous sommes partout. Guidés par nos valeurs fondamentales de sécurité, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité, nos plus de 7 300 employés apportent une contribution positive aux collectivités du Canada, des États-Unis et du Mexique où nous exerçons nos activités.

Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (« TSX ») et à la bourse de New York (« NYSE »), sous le symbole TRP. Pour en savoir plus sur notre société, visitez notre site à l'adresse [TCEnergy.com](https://www.tceenergy.com).

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TC Énergie de l'information sur TC Énergie et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TC Énergie et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires daté du 30 avril 2020 et au rapport annuel de 2019 de la société, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, le BAIIA comparable et les fonds provenant de l'exploitation comparables, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR 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, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TC Énergie en date du 30 avril 2020.

Renseignements aux médias :

Jaimie Harding / Hejdi Carlsen
403-920-7859 ou 800-608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta / Hunter Mau
403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Premier trimestre de 2020

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Bénéfice		
Produits	3 418	3 487
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 148	1 004
par action ordinaire – de base et dilué	1,22 \$	1,09 \$
BAIIA comparable ¹	2 535	2 383
Résultat comparable ¹	1 109	987
par action ordinaire ¹	1,18 \$	1,07 \$
Flux de trésorerie		
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 723	1 949
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	2 094	1 791
Dépenses d'investissement ²	2 269	2 331
Dividendes déclarés		
Par action ordinaire	0,81 \$	0,75 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
– moyenne pondérée de la période	939	921
– émises et en circulation à la fin de la période	940	924

1 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Rapport de gestion

Le 30 avril 2020

(« TC Énergie »). Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre clos le 31 mars 2020, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2020, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2019. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2019. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, notamment la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue du dividende;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- les coûts et les calendriers prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels;
- les processus de réglementation à suivre et leurs résultats prévus;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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

Risques et incertitudes

- 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 pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement et à la COVID-19;
- la concurrence dans nos secteurs d'activité;
- 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 récente pandémie de COVID-19 et ses répercussions imprévues.

Le lecteur trouvera des renseignements sur ces facteurs et sur d'autres encore dans le présent rapport de gestion et dans les autres rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2019.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Mesures comparables

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

Toute décision de ne pas ajuster les chiffres pour tenir compte d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur ce qui suit :

- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des remboursements d'impôts sur le bénéfice, des 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 de l'écart d'acquisition, d'investissements et d'autres d'actifs;
- des 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 d'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, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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

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

BAlIA comparable et BAlI comparable

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice 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, la participation sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net par action ordinaire.

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la 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 indiqués ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Résultats consolidés – premier trimestre de 2020

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Gazoducs – Canada	291	269
Gazoducs – États-Unis	838	792
Gazoducs – Mexique	239	116
Pipelines de liquides	411	460
Énergie et stockage	64	48
Siège social	301	(19)
Total du bénéfice sectoriel	2 144	1 666
Intérêts débiteurs	(578)	(586)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	82	139
Intérêts créditeurs et autres	(527)	163
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 121	1 382
Recouvrement (charge) d'impôts	164	(236)
Bénéfice net	1 285	1 146
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(96)	(101)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 189	1 045
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 148	1 004
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,22 \$	1,09 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 144 millions de dollars (0,13 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2020 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.

Le bénéfice net des deux périodes considérées comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques, ainsi que certains autres postes particuliers mentionnés ci-dessous, qui ont été retranchés du résultat comparable.

Les résultats du premier trimestre de 2020 comprennent les éléments suivants :

- 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. Cette perte porte à 271 millions de dollars, après les impôts, le cumul de la perte comptabilisée à ce titre au 31 mars 2020.

Se reporter aux rubriques « Faits récents » et « Siège social » pour un complément d'information sur les éléments susmentionnés.

Les résultats du premier trimestre de 2019 comprenaient une perte de 12 millions de dollars, après les impôts, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis qui ont été vendus en mai 2019.

Ces sommes ont été exclues du résultat comparable, car nous considérons que les transactions ou les ajustements dont elles découlent ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 148	1 004
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	(281)	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	77	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	12
Activités de gestion des risques ¹	165	(29)
Résultat comparable	1 109	987
Bénéfice net par action ordinaire	1,22 \$	1,09 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	(0,30)	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	0,08	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	0,01
Activités de gestion des risques	0,18	(0,03)
Résultat comparable par action ordinaire	1,18 \$	1,07 \$

1	Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
		2020	2019
	Installations énergétiques au Canada	1	(1)
	Installations énergétiques aux États-Unis	—	(60)
	Commercialisation des liquides	48	(15)
	Stockage de gaz naturel	3	(3)
	Change	(272)	120
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	55	(12)
	Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(165)	29

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	597	556
Gazoducs – États-Unis	1 032	972
Gazoducs – Mexique	269	146
Pipelines de liquides	445	563
Énergie et stockage	194	151
Siège social	(2)	(5)
BAIIA comparable	2 535	2 383
Amortissement	(630)	(608)
Intérêts débiteurs	(578)	(586)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	82	139
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	48	29
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(211)	(228)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(96)	(101)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)
Résultat comparable	1 109	987

BAIIA comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le BAIIA comparable a augmenté de 152 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des gazoducs au Mexique découlant principalement de l'accroissement du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019. Cet élément tient compte des produits de 55 millions de dollars américains correspondant aux frais non récurrents tirés de la coentreprise Sur de Texas par suite du parachèvement de la construction du gazoduc dans le respect des cibles contractuelles;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat supplémentaire découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf en 2019, en partie annulé par la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- le bénéfice plus élevé du secteur Énergie et stockage attribuable surtout à l'accroissement des résultats de Bruce Power découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés et des volumes dégagés, ainsi qu'au résultat supplémentaire de la centrale de Napanee, mise en service le 13 mars 2020. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par les pertes inscrites par Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et par la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River et de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la hausse du résultat fondé sur les tarifs et au traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement et des charges financières relatifs au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada;

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

- l'apport plus faible des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone, l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et la baisse du résultat occasionné par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019.

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

Résultat comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le résultat comparable a augmenté de 122 millions de dollars (0,11 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- 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 la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula à cause de retards continuels de construction;
- 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 projets. La charge d'amortissement des gazoducs au Canada est recouverte par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable, et n'a donc pas d'effet important sur le résultat comparable;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, attribuable essentiellement aux gains de change non réalisés sur les passifs d'impôts reportés libellés en pesos en raison de l'affaiblissement du peso mexicain au premier trimestre de 2020;
- la baisse de la charge d'impôts découlant de la diminution des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada, en partie contrebalancée par la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 mars 2020 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 ont été mis en œuvre 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. À l'heure actuelle, nos activités sont pour la plupart jugées essentielles ou d'importance critique 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 prévoyons que les changements dans les modes de travail et les restrictions imposées par les organismes gouvernementaux et les autorités sanitaires en réaction à la pandémie de COVID-19 auront des répercussions sur certains projets. Nous estimons que dans l'ensemble, ces répercussions ne seront pas significatives, mais à ce stade l'effet global est encore incertain.

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 volumes de production et aux 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. Il est encore trop tôt pour connaître avec exactitude les répercussions à long terme que pourrait avoir la COVID-19 sur notre programme d'investissement, mais nous pouvons déjà prévoir un certain ralentissement de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations en 2020.

La pandémie a eu en 2020 des répercussions importantes sur les marchés des capitaux, qui ont connu des périodes de grande volatilité et où les liquidités se sont raréfiées. Malgré ces conditions difficiles, nous avons obtenu plus de 9 milliards de dollars en liquidités supplémentaires en avril 2020, ce qui témoigne de notre capacité à accéder aux marchés des capitaux même en période de crise. Grâce à cette somme et 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, notre programme d'investissement et nos dividendes, même si la période de perturbation actuelle devait perdurer.

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 dans le monde allant dans bien des cas jusqu'à la fermeture prolongée des entreprises et de graves perturbations de la chaîne d'approvisionnement. La possibilité que les répercussions de la pandémie sur les activités et les projets de croissance de la société ne soient pas seulement transitoires 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 », « Faits récents », « Situation financière » et « Risque et instruments financiers ».

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 d'environ 43 milliards de dollars de projets garantis, à savoir des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis. D'autres projets en cours d'aménagement, dont le coût se situe à 11 milliards de dollars, bénéficient aussi 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 clés.

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

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, des projets d'immobilisations visant la capacité totalisant environ 1,6 milliard de dollars ont été mis en service, dont divers prolongements du réseau de NGTL. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 0,3 milliard de dollars.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du 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, sans compter les restrictions et incertitudes que représente la 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 31 mars 2020
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2020-2023	0,4	0,2
Réseau de NGTL ²	2020	3,3	3,0
	2021	2,7	0,3
	2022	1,8	—
	2023+	1,6	—
Coastal GasLink ³	2023	6,6	1,9
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	1,9	0,1
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Modernisation II	2020	1,1 US	0,8 US
Autres investissements dans la capacité	2020-2023	1,5 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	2,1 US	0,1 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2020	0,9 US	0,8 US
Tula ⁴	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Keystone XL ⁵	2023	9,1 US	1,2 US
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2020-2022	0,1	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁶	2020-2023	2,4	0,9
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁷	2020-2022	0,6	—
		37,0	10,1
Incidence du change sur les projets garantis ⁸		6,4	1,5
Total des projets garantis (en dollars CA)		43,4	11,6

- 1 Reflète l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive, au projet Keystone XL et aux actifs détenus par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP, de même que les apports en trésorerie à nos investissements dans des coentreprises.
- 2 Comprend une somme de 0,4 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de gazoducs Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- 3 Reflète la totalité des capitaux nécessaires relatifs à Coastal GasLink, en attendant la conclusion de la coentreprise annoncée et du financement de projet. La valeur comptable est présentée déduction faite du remboursement effectué en 2018 par certains participants à la coentreprise avec LNG Canada de quelque 0,5 milliard de dollars des coûts préalables à la décision d'investissement finale conformément aux accords de 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. Le projet devrait être achevé environ deux ans après la conclusion fructueuse du processus de consultation. Le tronçon est du projet Tula est prêt à assurer des services de transport interruptibles.
- 5 Une portion de 5,3 milliards de dollars américains sera financée à l'aide d'apports de capitaux propres et d'un emprunt garanti par le gouvernement de l'Alberta. La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation de 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis janvier 2018. Une partie de cette valeur comptable est recouvrable, dans certaines conditions, auprès des expéditeurs.
- 6 Reflète la quote-part qui nous revient dans les coûts du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2023 conformément au programme de gestion d'actifs.
- 7 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et stockage.
- 8 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,41 au 31 mars 2020.

PREMIER TRIMESTRE DE 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 ¹	Valeur comptable au 31 mars 2020
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Gazoducs – États-Unis		
Autres investissements dans la capacité ²	0,7 US	—
Pipelines de liquides		
Terminaux de Heartland et de TC ³	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 ³	0,7	—
Terminal de Keystone à Hardisty ³	0,3	0,1
Énergie et stockage		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	5,8	0,1
	10,3	0,3
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁵	0,3	—
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	10,6	0,3

- 1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et 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 Reflète notre quote-part des coûts du programme de remplacement de composantes principales des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2023.
- 5 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,41 au 31 mars 2020.

Perspectives

Résultats comparables consolidés

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard du résultat comparable par action ordinaire pour 2020 restent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2019. Notre évaluation des répercussions de la COVID-19 se poursuit, mais à l'heure actuelle nous ne prévoyons pas que l'effet sur nos résultats comparables de l'exercice sera très marqué.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total de nos dépenses d'investissement pour 2020 devrait s'établir à environ 10 milliards de dollars, selon les projections actuelles. Ce montant sera consacré aux projets de croissance, à des investissements de maintien et à des apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Cette augmentation par rapport aux perspectives indiquées dans notre rapport annuel de 2019 s'explique principalement par l'accroissement des dépenses consacrées à Keystone XL en 2020, dont la plus grande partie sera financée par les subventions sous forme de capitaux propres du gouvernement de l'Alberta pour ce projet. Nous continuons d'évaluer les éventuels retards que pourraient occasionner les interruptions découlant de la pandémie de COVID-19, mais il est encore trop tôt pour déterminer l'ampleur des répercussions sur les perspectives de nos dépenses d'investissement.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Réseau de NGTL	344	292
Réseau principal au Canada	225	237
Autres gazoducs au Canada ¹	28	27
BAIIA comparable	597	556
Amortissement	(306)	(287)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	291	269

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM, les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont augmenté de 22 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019.

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

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Bénéfice net		
Réseau de NGTL	135	113
Réseau principal au Canada	39	44
Base d'investissement moyenne		
Réseau de NGTL	13 399	11 096
Réseau principal au Canada	3 633	3 665

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 22 millions de dollars comparativement à la même période en 2019. Cette progression du premier trimestre de 2020 s'explique essentiellement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Bien que le réseau de NGTL ait été exploité aux termes de tarifs provisoires au premier trimestre, ses résultats reflètent un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période de 2019, ce qui s'explique en grande partie par la baisse des revenus incitatifs.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a augmenté de 41 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à celui de la période correspondante de 2019. La variation résulte 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 et des charges financières relatifs au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada par suite de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt instaurée en juin 2019 par le gouvernement fédéral du Canada.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 19 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, principalement en raison de la mise en service d'installations du programme d'expansion du réseau de NGTL.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Columbia Gas	372	308
ANR	147	153
TC PipeLines, LP ^{1,2}	34	36
Columbia Gulf	50	35
Great Lakes ³	30	30
Autres gazoducs aux États-Unis ⁴	28	56
Participations sans contrôle ⁵	105	112
BAIIA comparable	766	730
Amortissement	(144)	(135)
BAII comparable	622	595
Incidence du change	216	197
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	838	792

- 1 Tient compte de notre quote-part 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 Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, soit le même pourcentage qu'à la période correspondante de 2019.
- 3 Représente notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.
- 4 Comprend les résultats de notre participation effective dans Crossroads, Millennium et Hardy Storage et de certains actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente, en août 2019, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs aux États-Unis.
- 5 Représente les résultats attribuables à la portion de TC PipeLines, LP, qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 46 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 mars 2020 a augmenté de 36 millions de dollars américains par rapport à la même période en 2019, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- les résultats supplémentaires tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service;
- la baisse du résultat découlant de la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 9 millions de dollars américains pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, principalement en raison des nouveaux projets mis en service.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Topolobampo	40	40
Tamazunchale	30	31
Mazatlán	18	18
Guadalajara	16	16
Sur de Texas ¹	94	5
BAIIA comparable	198	110
Amortissement	(22)	(23)
BAI comparable	176	87
Incidence du change	63	29
BAI comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	239	116

¹ Représente notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc.

Le BAI comparable et le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique ont augmenté de 123 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre clos le 31 mars 2019 a progressé de 88 millions de dollars américains par rapport à la même période en 2019, essentiellement grâce à l'augmentation du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui comprend les éléments suivants :

- les produits de 55 millions de dollars américains correspondant aux frais non récurrents tirés de la coentreprise Sur de Texas parce que les travaux de construction du gazoduc ont respecté les cibles contractuelles, de même que les frais gagnés relativement à l'exploitation du pipeline;
- la quote-part du bénéfice accrue découlant du début des services de transport, en septembre 2019, et une économie d'impôts mexicains réalisée par suite de l'affaiblissement marqué du peso mexicain.

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 les prêts intersociétés, qui est entièrement compensée par des intérêts créditeurs correspondants inscrits dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

AMORTISSEMENT

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Réseau d'oléoducs Keystone	388	424
Pipelines en Alberta	24	39
Commercialisation des liquides et autres	33	100
BAIIA comparable	445	563
Amortissement	(82)	(88)
BAII comparable	363	475
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques	48	(15)
Bénéfice sectoriel	411	460
BAII comparable libellé comme suit :		
Dollars CA	84	89
Dollars US	207	290
Incidence du change	72	96
BAII comparable	363	475

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a fléchi de 49 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019; il comprend les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 118 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 par rapport à la même période en 2019. Cette diminution est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone, en partie neutralisée par la hausse des volumes visés par des contrats;
- l'apport moins élevé des activités de commercialisation des liquides du fait du rétrécissement des marges;
- la diminution du résultat par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, ce qui s'explique principalement par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Énergie et stockage

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Installations énergétiques du Canada ^{1,2}	70	77
Bruce Power ¹	119	60
Installations de stockage de gaz naturel et autres	5	14
BAIIA comparable	194	151
Amortissement	(18)	(23)
BAII comparable	176	128
Postes particuliers :		
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	(116)	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(16)
Activités de gestion des risques	4	(64)
Bénéfice sectoriel	64	48

1 Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power.

2 Les installations énergétiques du Canada comprennent la centrale électrique de Coolidge jusqu'à sa vente, en mai 2019.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a augmenté de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, et il tenait compte des postes particuliers suivants, exclus du BAII comparable :

- une perte additionnelle de 116 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisée au premier trimestre de 2020 relativement à nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui sont destinées à la vente. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une perte de 16 millions de dollars, avant les impôts, pour le premier trimestre de 2019 découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, vendus en mai 2019;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 43 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, en raison surtout de 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 et de l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation, en partie annulés par les pertes sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite. 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 d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River au premier trimestre de 2020 et de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019, facteurs partiellement compensés par la mise en service de la centrale de Napanee, le 13 mars 2020;
- la diminution du résultat des activités de stockage de gaz naturel imputable au rétrécissement des écarts réalisés sur le gaz naturel.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, ce qui s'explique essentiellement par la cessation de l'amortissement de notre centrale de Halton Hills en juillet 2019 par suite du classement de celle-ci dans les actifs destinés à la vente.

BRUCE POWER

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :		
Produits ¹	467	361
Charges d'exploitation	(236)	(227)
Amortissement et autres	(112)	(74)
BAIIA comparable et BAII comparable²	119	60
Bruce Power – Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales ^{3, 4}	92 %	79 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	46	141
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	6	7
Volumes des ventes (en GWh) ²	5 592	5 260
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁵	81 \$	68 \$

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

2 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,3 % en 2019) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires pour le remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6.

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

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé comme prévu le 17 janvier 2020. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 4 ont commencé en février et devraient être achevés au deuxième trimestre. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 5 devraient être réalisés au deuxième trimestre de 2020, et ceux des réacteurs 3 et 8, au second semestre de 2020. La capacité moyenne globale disponible pour 2020 devrait se situer dans le bas de la fourchette de 80 % à 90 %, exclusion faite du RCP du réacteur 6.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
BAIIA comparable et BAII comparable	(2)	(5)
Poste particulier :		
Gain (perte) de change – prêt intersociétés ¹	303	(14)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	301	(19)

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

Le bénéfice sectoriel du siège social a augmenté de 320 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019.

Le bénéfice sectoriel comprend un gain de change de 303 millions de dollars en 2020, comparativement à une perte de change de 14 millions de dollars en 2019 sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs. Ces montants sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et exclus de notre calcul du BAIIA et du BAII comparables, car ils sont entièrement compensés par une perte et un gain de change correspondants, liés aux prêts intersociétés, comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur		
Libellés en dollars CA	(157)	(140)
Libellés en dollars US	(332)	(331)
Incidence du change	(115)	(109)
	(604)	(580)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(38)	(43)
Intérêts capitalisés	64	37
Intérêts débiteurs	(578)	(586)

Les intérêts débiteurs ont diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant principalement à Coastal GasLink et à Keystone XL;
- la baisse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme plus élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Libellée en dollars CA	37	43
Libellée en dollars US	33	72
Incidence du change	12	24
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	82	139

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 57 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 par rapport à celle de la même période de 2019. La baisse de la provision libellée en dollars américains s'explique en grande partie par la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas en 2019 et la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula, à compter du 1^{er} janvier 2020, à cause de retards continuels de construction. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Intérêts créditeurs et autres

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	48	29
Postes particuliers :		
(Perte) gain de change – prêt intersociétés	(303)	14
Activités de gestion des risques	(272)	120
Intérêts créditeurs et autres	(527)	163

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 690 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020, comparativement à la même période en 2019, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- une perte de change comptabilisée en 2020 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre un gain de change en 2019. Notre quote-part du gain de change sur la coentreprise correspondant est comptabilisée dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social, de sorte que l'incidence sur le bénéfice net est nulle. Les gains et les pertes de change compensatoires sont exclus du résultat comparable;
- des pertes non réalisées comptabilisées en 2020 au titre des activités de gestion des risques, alors qu'en 2019, des gains non réalisés avaient été comptabilisés à ce titre; ces écarts de change reflètent essentiellement le raffermissement et l'affaiblissement du dollar américain au premier trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2019, respectivement. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable;
- des gains de change non réalisés se rapportant surtout à des passifs d'impôts reportés libellés en pesos et faisant suite à l'affaiblissement du peso mexicain au premier trimestre de 2020.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Charge d'impôts

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(211)	(228)
Postes particuliers :		
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	281	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	39	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	4
Activités de gestion des risques	55	(12)
Recouvrement (charge) d'impôts	164	(236)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comparativement à la même période en 2019, ce qui découle principalement de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada, en partie contrebalancée par la diminution des écarts liés aux taux d'imposition étrangers. De plus, l'effet sur la charge d'impôts d'une augmentation du bénéfice avant les impôts est en général contrebalancé par la diminution du taux d'imposition de l'Alberta.

Une reprise de 281 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts a été comptabilisée le 31 mars 2020 après 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. Cet élément a été exclu du résultat comparable.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(96)	(101)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020, comparativement à la même période en 2019, principalement en raison de la baisse du résultat de TC PipeLines, LP.

Dividendes sur les actions privilégiées

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Projet de gazoduc Coastal GasLink

En décembre 2019, nous avons conclu une convention d'achat de titres de capitaux propres visant la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink à KKR-Keats Pipeline Investors II (Canada) Ltd. (« KKR ») et à une filiale d'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo »), dont la clôture devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2020, sous réserve des approbations et consentements réglementaires habituels. Dans le cadre de la transaction, la Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership nous confiera en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc.

Le 28 avril 2020, Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership a conclu une convention de crédit avec un consortium bancaire qui fournit un financement de projet sans recours pour financer la plus grande partie des coûts de construction du gazoduc Coastal Gaslink. Les facilités de crédit consenties aux termes de cette convention pourront être utilisées lorsque les conditions préalables auront été remplies, notamment la clôture de la convention d'achat de titres de capitaux propres avec KKR et AIMCo. Les montants prélevés sur ces facilités seront déduits des apports requis des commanditaires pour financer le projet.

Aux termes de la convention d'achat de titres de capitaux propres, nous recevons un produit forfaitaire unique qui comprendra le remboursement d'une quote-part de 65 % des coûts de projet engagés d'ici la date de clôture ainsi que des séries de paiements pendant la construction et l'exploitation du gazoduc. Nous prévoyons inscrire un gain d'environ 600 millions de dollars, après les impôts, à la clôture de la transaction, montant qui comprend le gain sur la vente, la comptabilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'ont pas encore été comptabilisés et la réévaluation à la juste valeur de notre participation conservée de 35 %, avant la prise en compte des dérivés. Nous ajusterons le gain définitif pour qu'il tienne compte de la juste valeur à la date de clôture d'un dérivé servant à couvrir le risque lié aux taux d'intérêt des facilités de crédit susmentionnées. Au moment de la clôture de la vente, nous prévoyons de comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation.

Le recours à des partenaires, l'établissement de facilités de financement 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 engagés à ce jour devraient combler l'essentiel de nos besoins de financement jusqu'à l'achèvement du projet.

Nous nous sommes également engagés à collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink, auxquelles nous offrirons la possibilité d'investir dans le projet. Parallèlement à la convention d'achat de titres de capitaux propres, nous leur offrirons donc l'option d'acquérir une participation de 10 % dans le gazoduc selon des modalités semblables à celles qui ont été accordées à KKR et AIMCo.

En décembre 2019, la Cour suprême de la Colombie-Britannique nous a accordé une injonction interlocutoire interdisant aux manifestants de bloquer le projet et validant le droit juridique de Coastal GasLink d'accéder aux zones nécessaires pour poursuivre jusqu'à leur achèvement les travaux autorisés et permis. Plusieurs barricades avaient été par la suite érigées et gênaient l'accès à notre tracé le long du gazoduc. Après l'échec des premières négociations entre la province de Colombie-Britannique et le bureau des chefs héréditaires Wet'suwet'en, les barricades ont été enlevées avec l'aide de la police. Depuis lors, les travaux de construction dans la région se poursuivent.

Après la mise en application de l'injonction, les négociations entre le bureau des chefs héréditaires Wet'suwet'en et les gouvernements provincial et fédéral ont commencé et abouti à une entente de principe entre les parties sur les questions concernant les droits et le titre de propriété des autochtones. Le processus de ratification de l'entente par l'ensemble de la communauté Wet'suwet'en a été suspendu en raison de la pandémie de COVID-19, mais il devrait être relancé dès qu'il sera possible de le faire.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Les travaux de construction se poursuivent le long du tracé du gazoduc, où environ 75 % du défrichage a été effectué et environ 35 % des canalisations sont stockées. Les grands travaux sont terminés pour l'hiver et les équipes attendent d'être mobilisées de nouveau après le dégel du printemps.

Même si le projet a été désigné comme un service essentiel par le gouvernement provincial de la Colombie-Britannique, nous nous attendons à ce que les changements aux pratiques de travail et les autres restrictions mises en place par le gouvernement et les autorités de santé publique en réponse à la COVID-19 puissent avoir une incidence sur son avancement. L'ampleur des conséquences est toutefois incertaine à l'heure actuelle. Nous continuons de collaborer étroitement avec les autorités, ainsi qu'avec les collectivités situées le long de l'emprise du pipeline, afin d'assurer la sécurité et le bien-être de notre personnel et des collectivités qui nous accueillent.

Réseau de NGTL

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,5 milliard de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021

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, et nous attendons la décision du gouverneur. Des nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 349 km (217 milles) et trois postes de compression sont nécessaires pour transporter la production supplémentaire de réception garantie qui commence en avril 2021 et accroître la capacité d'exportation du bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j).

North Montney

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 a été mis en service le 18 avril 2020. Le projet dans son ensemble comporte de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles), ainsi que trois postes de compression et 13 postes de comptage.

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. La 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. La REC a tenu une audience publique au quatrième trimestre de 2019 et rendu sa décision le 25 mars 2020, approuvant tous les éléments de la demande comme elle avait été déposée.

Règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL

Le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL a expiré en décembre 2019. Le 24 avril 2020, le réseau de NGTL a annoncé un règlement sur les besoins en produits négocié avec ses clients et d'autres parties intéressées dont la durée de cinq ans s'échelonne du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2024. Le règlement reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaires 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. Le réseau de NGTL devrait déposer une demande d'approbation auprès de la REC au deuxième trimestre de 2020. D'ici à ce que les nouveaux tarifs soient approuvés, le réseau de NGTL est exploité aux termes de tarifs provisoires approuvés par la REC en décembre 2019.

Réseau principal au Canada

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, le réseau principal au Canada a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,1 milliard de dollars.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Le 17 avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité entre le réseau principal au Canada et ses clients. Le règlement 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.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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. Il est prévu que la mise en service aura lieu en 2022 et que les coûts estimatifs du projet s'élèveront à 0,3 milliard de dollars américains.

Buckeye XPress

Le projet Buckeye XPress est un projet d'augmentation de la taille d'un pipeline de remplacement existant mené en parallèle avec notre programme de modernisation de Columbia Gas. Les coûts de 0,2 milliard de dollars américains consacrés à l'élargissement de la canalisation de remplacement et à la mise à niveau des compresseurs nous permettront d'offrir une capacité pipelinrière supplémentaire de 290 TJ/j (275 Mpi³/j) pour acheminer la production en croissance provenant des Appalaches. Le certificat de la FERC visant Buckeye XPress a été obtenu le 23 janvier 2020, et la mise en service du projet est prévue vers la fin de 2020.

GAZODUCS – MEXIQUE

Tula et Villa de Reyes

Les procédures d'arbitrage de la CFE visant Villa de Reyes et Tula ont débuté en juin 2019, et les paiements de frais fixes de capacité en cas de force majeure y afférents ont été suspendus pendant la conduite des négociations sur les contrats de transport. À l'instar de la convention modifiée conclue à l'égard de Sur de Texas qui a mené la CFE à retirer sa demande d'arbitrage visant celui-ci, nous prévoyons que des conventions visant Tula et Villa de Reyes seront conclues avant la fin de 2020. Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent; la mise en service graduelle du projet devrait commencer au troisième trimestre de 2020, et la mise en service complète devrait avoir lieu d'ici la fin de 2020.

PIPELINES DE LIQUIDES

Keystone XL

Le 7 février 2020, nous avons reçu l'approbation du Bureau of Land Management des États-Unis autorisant la construction de l'oléoduc Keystone XL dont le tracé traverse des terres administrées par le gouvernement fédéral dans le Montana et des terres administrées par le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis (le « USACE ») à proximité du fleuve Missouri.

Le 31 mars 2020, nous avons annoncé que nous irons de l'avant avec la construction de Keystone XL, ce qui nécessitera un investissement additionnel de quelque 8,0 milliards de dollars américains. Les travaux de construction ont commencé en avril et la mise en service de l'oléoduc est prévue en 2023.

Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a accepté d'investir environ 1,1 milliard de dollars américains à titre de participation dans Keystone XL, ce qui couvre pratiquement tous les coûts de construction prévus jusqu'à la fin de 2020. Le reste de l'investissement de capitaux, soit environ 6,9 milliards de dollars américains, devrait être financé par une facilité de crédit liée au projet de 4,2 milliards de dollars américains entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et par un investissement de la société à hauteur de 2,7 milliards de dollars américains. Nous prévoyons de financer notre investissement à l'aide des flux de trésorerie générés en interne, de titres hybrides et

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

d'actions ordinaires; nous activerons à cet effet notre RRD en 2021 et en 2022. Nous avons aussi l'intention de déposer un prospectus visant le placement de 1,0 milliard de dollars d'actions dans le cadre du programme d'émission au cours du marché, que nous pourrions utiliser si nous le jugeons nécessaire. Lorsque les travaux seront achevés et que le projet sera mis en service, nous projetons de racheter du gouvernement de l'Alberta sa participation selon des modalités convenues et de refinancer notre facilité de crédit de 4,2 milliards de dollars américains sur les marchés des capitaux d'emprunt.

Keystone XL est visé par de nouvelles ententes de transport de 20 ans qui devraient dégager un BAIIA d'environ 1,3 milliard de dollars américains par année. Sous réserve des modalités des ententes, 50 % de tout écart entre le coût en capital estimé et le coût final du projet Keystone XL seront assujettis à un mécanisme de partage et pris en compte dans les droits d'utilisation de l'oléoduc.

Le 15 avril 2020, la Cour de district des États-Unis au Montana a statué que le USACE avait enfreint la loi sur les espèces en voie de disparition en délivrant de nouveau, en 2017, le permis national 12 en vertu de la loi intitulée *Clean Water Act* (le « permis 12 »). La décision du tribunal annule le permis 12 et interdit au USACE d'autoriser d'autres travaux aux termes de celui-ci, y compris la construction de Keystone XL à travers les terres humides et d'autres étendues d'eau des États-Unis. La décision du tribunal n'est pas spécifique à Keystone XL en ce sens que ce type de permis peut être utilisé par les entités les plus diverses pour la construction, la maintenance ou la réparation d'installations de services publics tels les oléoducs, les gazoducs et les aqueducs de même que les services d'électricité, de téléphonie, d'Internet, de radiodiffusion et de télédiffusion. Nous étudions actuellement les possibilités qui s'offrent à nous pour surmonter les effets de cette décision et obtenir les autorisations nécessaires à la construction du projet Keystone XL comme prévu.

ÉNERGIE ET STOCKAGE

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

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

Le 29 avril 2020, nous avons réalisé la vente de nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de notre 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, après les ajustements de clôture et avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à une perte d'environ 520 millions de dollars avant les impôts (370 millions de dollars après les impôts). L'augmentation de la perte totale par rapport à celle qui a été présentée au 31 décembre 2019 s'explique principalement par les coûts plus élevés que prévu pour arriver à la mise en service de la centrale de Napanee le 13 mars 2020 et par l'inclusion d'obligations postérieures à la clôture. Comme ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente, une tranche de 395 millions de dollars de la perte avant les impôts (271 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée jusqu'au 31 mars 2020, dont une tranche de 116 millions de dollars de la perte avant les impôts (77 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au premier trimestre de 2020. Le montant résiduel d'environ 125 millions de dollars de la perte avant les impôts (99 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisé à la clôture et sera inscrit dans les résultats du deuxième trimestre de 2020. En parallèle avec les ajustements postérieurs à la clôture, cette perte pourrait aussi être révisée ultérieurement pour tenir compte d'éléments ne pouvant être estimés à la clôture, notamment le règlement des réclamations d'assurance en cours.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

Le 25 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. Au moment de la déclaration du cas de force majeure, le programme de RCP du réacteur 6 était en avance sur l'échéancier prévu. En raison des restrictions imposées à cause de la COVID-19, le réacteur 6 a été placé en état sécuritaire et le programme de RCP du réacteur 6 a été limité aux tâches essentielles concernant la sécurité de la centrale et l'intégrité des systèmes. Des travaux limités portant sur les activités liées au chemin critique se poursuivent, alors que des mesures de prévention rigoureuses sont en place pour protéger les travailleurs et pour assurer que la centrale dispose de provisions suffisantes pour les activités d'exploitation en cours. À l'heure actuelle, il est trop tôt pour déterminer combien de temps durera le cas de force majeure et l'incidence qu'il aura sur le coût et la durée du programme. Bruce Power a diminué de plus des deux tiers ses effectifs présents sur place en réponse à la pandémie. Les activités d'exploitation et les arrêts prévus du cœur des autres réacteurs se poursuivent comme en temps normal.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés des capitaux et recours à la gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

La COVID-19 a eu des répercussions importantes sur les marchés des capitaux en 2020, ce qui s'est traduit par des périodes de grande volatilité et de liquidité réduite. Devant cet état de choses, en avril 2020, nous nous sommes assuré la disponibilité de liquidités supplémentaires totalisant plus de 9 milliards de dollars répartis comme suit :

- l'émission par TCPL de billets à moyen terme à sept ans portant intérêt au taux fixe de 3,80 % d'un montant de 2,0 milliards de dollars;
- l'émission par TCPL de billets de premier rang non garantis à dix ans portant intérêt au taux fixe de 4,10 % d'un montant de 1,25 milliard de dollars américains;
- la conclusion par TCPL de facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars américains;
- la clôture de la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, le 29 avril 2020, pour un produit d'environ 2,8 milliards de dollars.

Ces transactions, auxquelles devraient s'ajouter la conclusion avec Coastal GasLink d'une convention d'achat de titres de capitaux propres et d'un financement de projet au deuxième trimestre de 2020 témoignent de notre accès continu aux marchés des capitaux dans des conditions difficiles. 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, même en cas de perturbation persistante des marchés. Nous prévoyons que la COVID-19 et le récent repli du 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 et instruments financiers » pour un complément d'information.

Bien que la valeur de marché des actifs de nos régimes de retraite à prestations déterminées ait souffert du recul récent des marchés mondiaux, la capitalisation requise pour 2020 ne devrait pas varier de manière significative étant donné la situation de capitalisation, le moment où sont effectuées les évaluations actuarielles et les mesures d'aide liées à la COVID-19.

Au 31 mars 2020, notre actif à court terme s'élevait à 9,0 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 17,5 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 8,5 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 et à vue confirmées, sur lesquelles une somme d'environ 8,8 milliards de dollars reste inutilisée au 31 mars 2020 et dont une partie 4,3 milliards de dollars sert à garantir le papier commercial en cours. Ce montant a été complété par les liquidités supplémentaires obtenues en avril 2020 et décrites ci-dessus;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen de nos activités de gestion du portefeuille, de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 723	1 949
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	371	(142)
Fonds provenant de l'exploitation	2 094	1 807
Poste particulier :		
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(16)
Fonds provenant de l'exploitation comparables	2 094	1 791

RENTRÉES NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 226 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 par rapport à celles de la période correspondante de 2019 en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 303 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, hausse qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie, à l'encaissement de montants reportés et au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée relative à la base d'investissement sur le réseau de NGTL.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Dépenses d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 996)	(2 022)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(122)	(164)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(151)	(145)
	(2 269)	(2 331)
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	120
Montants reportés et autres	(149)	(26)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 418)	(2 237)

Au premier trimestre de 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 du gazoduc Coastal Gaslink, de la mise en service de la centrale électrique de Napanee et des dépenses d'investissement de maintien.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement au premier trimestre de 2020 et de 2019 concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Keystone XL avant notre décision, le 31 mars 2020, d'aller de l'avant avec la construction de l'oléoduc.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2020 comparativement à 2019, en raison surtout de la hausse des apports à Bruce Power.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont attribuables aux financements de Bruce Power visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. Au premier trimestre de 2020, nous n'avons reçu aucune distribution de ce type. Au premier trimestre de 2019, nous avons reçu des distributions de 120 millions de dollars de Bruce Power par suite de son émission de billets de premier rang sur les marchés financiers.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Billets à payer émis, montant net	2 919	2 852
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	8	24
Remboursements de titres d'emprunt à long terme	(1 071)	(1 708)
Dividendes et distributions versés	(800)	(515)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	81	68
Rentrées nettes liées aux activités de financement	1 137	721

En mars 2020, nous avons remboursé nos billets de premier rang non garantis d'un montant de 750 millions de dollars américains portant intérêt à un taux fixe de 4,60 %. Ces billets ont été remboursés à la valeur nominale du capital, majorée de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date de remboursement. Pour plus d'information sur la dette à long terme au 31 mars 2020 et pour le trimestre clos à cette date, se reporter à la note 7, intitulée « Dette à long terme », de nos états financiers consolidés résumés.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Depuis le dividende déclaré en octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie 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. Le RRD est offert pour les dividendes payables sur les actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie.

DIVIDENDES

Le 30 avril 2020, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,81 \$ par action, payables le 31 juillet 2020 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2020.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 29 avril 2020, nous avons 940 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 9 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 6 millions qui pouvaient être exercées.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Comme il a été dit précédemment, nous avons considérablement augmenté nos liquidités par l'émission de titres d'emprunt à long terme et la conclusion de facilités de crédit de plus de 9 milliards de dollars au début d'avril et par la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020. Les liquidités seront encore bonifiées grâce à la clôture prévue, au deuxième trimestre, de la convention d'achat de titres de capitaux propres avec Coastal GasLink et d'un financement de projet.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

En outre, au 29 avril 2020, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 13,5 milliards de dollars, dont une tranche de 10,3 milliards de dollars de nouvelle capacité d'emprunt à court terme n'a pas été prélevée, déduction faite de montants de 0,5 milliard de dollars et de 2,7 milliards de dollars prélevés pour garantir le papier commercial. En outre, nous avons des facilités de crédit à vue de 2,4 milliards de dollars, sur lesquelles un montant de 1,1 milliard de dollars peut encore être prélevé, et les sociétés qui nous sont liées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,8 milliard de dollars.

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements au titre des dépenses en immobilisations au 31 mars 2020 ont diminué par rapport au 31 décembre 2019, en raison de la réalisation dans le cours normal des activités des engagements relatifs à la construction, en partie contrebalancée par les nouveaux engagements liés aux projets d'investissement.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2020 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2019 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2019 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2019, exception faite de ce qui est indiqué dans les présentes. Se reporter à la rubrique « COVID-19 » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur l'incidence de la COVID-19 sur nos risques financiers.

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 instruments dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque.

Bon nombre de nos instruments financiers et obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable sont fondés sur le TIOL. Ce taux cessera d'être publié à la fin de 2021 et sera vraisemblablement remplacé par un taux de financement à un jour garanti. Nous continuerons de surveiller les faits nouveaux et les conséquences sur nos activités, le cas échéant.

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.

Une partie importante du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US, mais, comme 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 sur une période de un an 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 :

trimestre clos le 31 mars 2020	1,34
trimestre clos le 31 mars 2019	1,33

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis et au Mexique est en partie enrayée par les intérêts sur la dette libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Principaux montants libellés en dollars US

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	622	595
BAll comparable des gazoducs au Mexique ¹	201	113
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	207	290
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(332)	(331)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	12	6
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	33	72
Participations sans contrôle et autres comparables libellés en dollars US	(72)	(81)
	671	664

1 Exclut les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés lié à Sur de Texas, qui est compensé dans les intérêts créditeurs et autres.

Couvertures de l'investissement net

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

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie;
- aux débiteurs;
- aux actifs destinés à la vente;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux prêts consentis.

L'effet combiné de la pandémie de COVID-19 et de la baisse sans précédent de la demande d'énergie ainsi que de l'offre excédentaire qui en résulte a fait diminuer considérablement les prix des produits de base et a restreint l'accès aux marchés financiers pour certains 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 de la volatilité récente du marché. Notre risque de crédit lié aux contreparties a augmenté, mais nous ne prévoyons pas d'incidence défavorable significative sur nos résultats ou nos flux de trésorerie de 2020. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2019 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes 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. Au 31 mars 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, dans des conditions tant normales que difficiles. Comme il est mentionné précédemment, la volatilité des marchés mondiaux a augmenté et les liquidités se sont raréfiées, mais nous avons pris des mesures pour l'atténuer en ce qui nous concerne. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur l'incidence prévue de la COVID-19.

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Au 31 mars 2020, notre bilan consolidé condensé comprenait 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 au 31 décembre 2019) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente notre quote-part de 60 % du financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 33 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (35 millions de dollars en 2019) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans notre secteur des gazoducs au Mexique. Les intérêts créditeurs et autres comprennent aussi des pertes de change de 303 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (gains de change de 14 millions de dollars en 2019) au titre du prêt à cette coentreprise et une quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de notre secteur Siège social. Ainsi, il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice net.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(en millions de dollars)	31 mars 2020	31 décembre 2019
Autres actifs à court terme	824	190
Actifs incorporels et autres actifs	4	7
Créditeurs et autres	(1 064)	(115)
Autres passifs à long terme	(747)	(81)
	(983)	1

Gains (pertes) non réalisé(e)s et réalisé(e)s sur les instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les	
	31 mars	
	2020	2019
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période		
Produits de base ²	66	(88)
Change	(272)	120
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période		
Produits de base	36	107
Change	(12)	(29)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(3)	(7)
Taux d'intérêt	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 respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

2 Au cours des trimestres clos les 31 mars 2020 et 2019, aucun gain ni aucune perte n'a été inclus dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas.

Pour plus d'information sur nos instruments financiers, 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés condensés de la société.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 31 mars 2020, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au premier trimestre de 2020 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Notre rapport annuel de 2019 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2019, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2019 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2020		2019			2018		
	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième
Produits	3 418	3 263	3 133	3 372	3 487	3 904	3 156	3 195
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 148	1 108	739	1 125	1 004	1 092	928	785
Résultat comparable	1 109	970	970	924	987	946	902	768
Données par action								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,22 \$	1,18 \$	0,79 \$	1,21 \$	1,09 \$	1,19 \$	1,02 \$	0,88 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,18 \$	1,03 \$	1,04 \$	1,00 \$	1,07 \$	1,03 \$	1,00 \$	0,86 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,81 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

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

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

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- 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 sont fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation de liquides. De plus, les produits et le bénéfice 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 de liquides;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 tiennent 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 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.

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

- 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 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 d'une partie des actifs de Columbia Midstream;
- un gain de 115 millions de dollars après les impôts sur la vente partielle de Northern Courier.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 notre 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 comptabilité des activités à tarifs réglementés;
- un gain de 6 millions de dollars après les impôts découlant de 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.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2018 sont également exclus :

- 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 des mesures de la FERC de 2018;
- 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 lié à la résiliation des 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;
- une perte de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2018 est également exclu :

- un gain de 8 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2018 est également exclue :

- une perte de 11 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Produits		
Gazoducs – Canada	1 032	967
Gazoducs – États-Unis	1 355	1 304
Gazoducs – Mexique	242	152
Pipelines de liquides	677	728
Énergie et stockage	112	336
	3 418	3 487
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	568	155
Charges d'exploitation et autres charges		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	920	929
Achats de produits de base revendus	—	252
Impôts fonciers	176	187
Amortissement	630	608
	1 726	1 976
Perte sur la vente d'actifs destinés à la vente	(116)	—
Charges financières		
Intérêts débiteurs	578	586
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(82)	(139)
Intérêts créditeurs et autres charges	527	(163)
	1 023	284
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 121	1 382
(Recouvrement) charge d'impôts		
Exigibles	91	160
Reportés	(255)	76
	(164)	236
Bénéfice net	1 285	1 146
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	96	101
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 189	1 045
Dividendes sur les actions privilégiées	41	41
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 148	1 004
Bénéfice net par action ordinaire		
De base et dilué	1,22 \$	1,09 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)		
De base	939	921
Dilué	940	922

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Bénéfice net	1 285	1 146
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	1 702	(370)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(92)	20
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(495)	(17)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	4	3
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(7)	3
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	1
Autres éléments du résultat étendu	1 116	(360)
Résultat étendu	2 401	786
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	230	61
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 171	725
Dividendes sur les actions privilégiées	41	41
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	2 130	684

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	1 285	1 146
Amortissement	630	608
Impôts reportés	(255)	76
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(568)	(155)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	289	277
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	12	3
Perte sur la vente d'actifs destinés à la vente	116	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(51)	(94)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	206	(32)
Pertes (gains) de change sur un prêt à une société liée	303	(14)
Autres	127	(8)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(371)	142
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 723	1 949
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 996)	(2 022)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(122)	(164)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(151)	(145)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	120
Montants reportés et autres	(149)	(26)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 418)	(2 237)
Activités de financement		
Billets à payer émis, montant net	2 919	2 852
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	8	24
Remboursements sur la dette à long terme	(1 071)	(1 708)
Dividendes sur les actions ordinaires	(704)	(419)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)
Distributions aux participations sans contrôle	(55)	(56)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	81	68
Rentrées nettes liées aux activités de financement	1 137	721
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	105	(7)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	547	426
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Au début de la période	1 343	446
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
À la fin de la période	1 890	872

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020	31 décembre 2019
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 890	1 343
Débiteurs	2 352	2 422
Stocks	430	452
Actifs destinés à la vente	2 807	2 807
Autres	1 491	627
	8 970	7 651
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 28 581 \$ et 27 318 \$	72 273	65 489
Prêt à une société liée	1 257	1 434
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	7 005	6 506
Placements restreints	1 575	1 557
Actifs réglementaires	1 687	1 587
Écart d'acquisition	14 037	12 887
Actifs incorporels et autres actifs	1 007	2 168
	107 811	99 279
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	7 561	4 300
Créditeurs et autres	5 045	4 544
Dividendes à payer	773	737
Intérêts courus	631	613
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	3 503	2 705
	17 513	12 899
Passifs réglementaires	3 883	3 772
Autres passifs à long terme	2 365	1 614
Passifs d'impôts reportés	5 828	5 703
Dette à long terme	34 816	34 280
Billets subordonnés de rang inférieur	9 257	8 614
	73 662	66 882
Participation sans contrôle rachetable	102	—
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	24 477	24 387
Émises et en circulation :		
31 mars 2020 – 940 millions d'actions		
31 décembre 2019 – 938 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	—	—
Bénéfices non répartis	4 357	3 955
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(577)	(1 559)
Participations assurant le contrôle	32 237	30 763
Participations sans contrôle	1 810	1 634
	34 047	32 397
	107 811	99 279

Éventualités et garanties (note 13)

Entités à détenteurs de droits variables (note 14)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 15)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	24 387	23 174
Actions émises :		
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	216
À l'exercice d'options sur actions	90	76
Solde à la fin de la période	24 477	23 466
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	3 980	3 980
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	—	17
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(6)	(6)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	6	—
Solde à la fin de la période	—	11
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	3 955	2 773
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 189	1 045
Dividendes sur les actions ordinaires	(761)	(693)
Dividendes sur les actions privilégiées	(20)	(19)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(6)	—
Solde à la fin de la période	4 357	3 106
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(1 559)	(606)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	982	(320)
Solde à la fin de la période	(577)	(926)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle		
	32 237	29 637
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 634	1 655
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	96	101
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	134	(40)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(54)	(56)
Solde à la fin de la période	1 810	1 660
Total des capitaux propres	34 047	31 297

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans les états financiers consolidés audités de 2019 contenus dans le rapport annuel de 2019 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2019 compris dans le rapport annuel de 2019 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans certains secteurs de la société comme suit :

- Dans le secteur des gazoducs, en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis.
- Dans le secteur des pipelines de liquides, en raison des fluctuations du débit du réseau d'oléoducs Keystone et des activités de commercialisation.
- Dans le secteur de l'énergie et du stockage, en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et les prix du marché pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT

Pour dresser les états financiers, 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. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2019, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. 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 eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la convention comptable mise à jour de la société eu égard à la dépréciation des actifs financiers.

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, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020, ont été mises en application selon une approche prospective. L'adoption de ces nouvelles directives n'a eu aucune incidence 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 ont été appliquées de façon rétrospective. L'adoption de ces nouvelles directives n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Réforme des taux d'intérêt de référence

En raison du retrait attendu du TIOL en mars 2020, le FASB a publié de nouvelles directives facultatives 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. Comme la réforme des taux de référence se poursuit toujours, la société continuera d'évaluer le moment et l'incidence potentielle de l'adoption d'autres mesures de simplification facultatives lorsque les circonstances le justifieront.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES**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 d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à la date de publication des obligations d'information annuelles, soit le 31 décembre 2020, et elles devraient être appliquées rétrospectivement. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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, mais l'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

3. Informations sectorielles

trimestre clos le 31 mars 2020 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	1 032	1 355	242	677	112	—	3 418
Produits intersectoriels	—	42	—	—	7	(49) ²	—
	1 032	1 397	242	677	119	(49)	3 418
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	74	40	20	128	303 ³	568
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(366)	(363)	(13)	(178)	(47)	47 ²	(920)
Impôts fonciers	(72)	(76)	—	(26)	(2)	—	(176)
Amortissement	(306)	(194)	(30)	(82)	(18)	—	(630)
Perte sur la vente d'actifs destinés à la vente	—	—	—	—	(116)	—	(116)
Bénéfice sectoriel	291	838	239	411	64	301	2 144
Intérêts débiteurs							(578)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							82
Intérêts créditeurs et autres ³							(527)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 121
Recouvrement d'impôts							164
Bénéfice net							1 285
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(96)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 189
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 148

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 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. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

trimestre clos le 31 mars 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	967	1 304	152	728	336	—	3 487
Produits intersectoriels	—	42	—	—	5	(47) ²	—
	967	1 346	152	728	341	(47)	3 487
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	76	6	14	72	(14) ³	155
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(343)	(362)	(12)	(166)	(88)	42 ²	(929)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(252)	—	(252)
Impôts fonciers	(69)	(88)	—	(28)	(2)	—	(187)
Amortissement	(287)	(180)	(30)	(88)	(23)	—	(608)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	269	792	116	460	48	(19)	1 666
Intérêts débiteurs							(586)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							139
Intérêts créditeurs et autres ³							163
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 382
Charge d'impôts							(236)
Bénéfice net							1 146
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(101)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 045
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 004

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 pertes de change de Sur de Texas réalisées sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

TOTAL DE L'ACTIF PAR SECTEUR

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020	31 décembre 2019
Gazoducs – Canada	23 324	21 983
Gazoducs – États-Unis	45 458	41 627
Gazoducs – Mexique	7 745	7 207
Pipelines de liquides	17 432	15 931
Énergie et stockage	7 869	7 788
Siège social	5 983	4 743
	107 811	99 279

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

4. Produits

VENTILATION DES PRODUITS

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres clos les 31 mars 2020 et 2019 :

trimestre clos le 31 mars 2020 (non audité – 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	1 032	1 158	152	582	—	2 924
Électricité	—	—	—	—	57	57
Stockage de gaz naturel et autres ¹	—	178	90	1	21	290
	1 032	1 336	242	583	78	3 271
Autres produits ^{2, 3}	—	19	—	94	34	147
	1 032	1 355	242	677	112	3 418

- 1 La société a constaté des produits de 77 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour la construction du gazoduc Sur de Texas détenu dans une proportion de 60 % par TC Énergie.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 3 Les autres produits du trimestre clos le 31 mars 2020 comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 32 millions de dollars.

trimestre clos le 31 mars 2019 (non audité – 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	967	1 100	151	593	—	2 811
Électricité	—	—	—	—	343	343
Stockage de gaz naturel et autres	—	180	1	1	28	210
	967	1 280	152	594	371	3 364
Autres produits ^{1, 2}	—	24	—	134	(35)	123
	967	1 304	152	728	336	3 487

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. 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 12 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 2 Les autres produits du trimestre clos le 31 mars 2019 comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 55 millions de dollars.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

SOLDES DES CONTRATS

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020	31 décembre 2019	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 418	1 458	Débiteurs
Actifs sur contrats	272	153	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	95	102	Actifs incorporels et autres actifs
Passifs sur contrats ¹	41	61	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	303	226	Autres passifs à long terme

1 Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, des produits de 3 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture de la période.

Les actifs sur contrats et les actifs sur contrats 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 contrats 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 contrats et les passifs sur contrats 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 conclus au Mexique.

PRODUITS FUTURS AFFECTÉS AUX OBLIGATIONS DE PRESTATION QUI RESTENT À REMPLIR**Ententes de capacité et transport**

Au 31 mars 2020, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2046 se sont chiffrés à environ 27,5 milliards de dollars, dont une tranche de 2,8 milliards de dollars devrait être prise en compte avant la fin de 2020.

Production d'électricité

La société a contracté des contrats à long terme de production d'électricité s'étalant jusqu'en 2028. Les produits tirés de contrats de production d'électricité sont assortis d'une composante variable afférente aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société. Ces produits sont considérés comme étant très limités et ils sont pris en compte une fois par mois lorsque la société a rempli l'obligation de prestation.

Stockage de gaz naturel et autres

Au 31 mars 2020, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2026, se sont établis à environ 0,6 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 0,3 milliard de dollars devrait être constatée avant la fin de 2020.

5. Impôts sur le bénéfice**Taux d'imposition effectifs**

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2020 et 2019 étaient de -15 % et de 17 % respectivement. Le taux d'imposition effectif négatif en 2020 découle principalement d'une reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts afférente à Keystone XL dont il est question ci-dessous. Exclusion faite de l'incidence de la reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts, le taux d'imposition effectif pour le trimestre clos le 31 mars 2020 était de 10 %. Le recul des taux comparativement à la période correspondante de 2019 est principalement attribuable à la baisse du taux d'imposition de l'Alberta et des impôts sur le bénéfice transférés inférieurs relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 673 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés au 31 décembre 2019. 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. Un montant net de 281 millions de dollars afférent à la reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts a été comptabilisé au cours du trimestre clos le 31 mars 2020 découlant de la réévaluation, par la direction, de ses actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable suivant la décision de la société de poursuivre la construction de l'oléoduc Keystone XL.

Réforme fiscale aux États-Unis

Des projets de règlements ont été publiés à la fin de 2017 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 mars 2020.

6. Actifs destinés à la vente

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Au 31 mars 2020, les actifs et passifs connexes du secteur de l'énergie et du stockage étaient classés comme étant destinés à la vente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
Actifs destinés à la vente	
Stocks	13
Autres actifs à court terme	2
Immobilisations corporelles	2 504
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	272
Actifs incorporels et autres actifs	16
Total des actifs destinés à la vente	2 807
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	
Autres passifs à long terme	(16)
Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente¹	(16)

¹ Le total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente est porté dans les créiteurs et autres du bilan consolidé condensé.

Le 29 avril 2020, TC Énergie a réalisé la vente des centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre qui ont été classées comme étant destinées à la vente au 31 mars 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 15 « Événements postérieurs à la date de clôture » pour un complément d'information.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

7. Dette à long terme

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2020 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED¹				
	Mars 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	4,60%

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 condensé des résultats pour le trimestre clos le 31 mars 2020.

INTÉRÊTS CAPITALISÉS

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, TC Énergie a capitalisé des intérêts de l'ordre de 64 millions de dollars (37 millions de dollars en 2019) en lien avec des projets d'investissement.

8. Participation sans contrôle rachetable

Le 31 mars 2020, TC Énergie a annoncé qu'elle ira 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 environ 1,1 milliard de dollars américains à titre de participation dans des filiales de Keystone XL appartenant à TC Énergie. Le reste de l'investissement de capitaux devrait être financé par une facilité de crédit liée au projet de 4,2 milliards de dollars américains entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et par un apport en capital de la société.

Parallèlement à cette entente, le 31 mars 2020, les filiales de Keystone XL appartenant à la société ont émis des titres de catégorie A d'un montant de 102 millions de dollars en faveur du gouvernement de l'Alberta et comptabilisé les billets connexes échéant d'ici le 31 décembre 2020. Ces titres de catégorie A 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.

La société 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 TC Énergie pouvant 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 hors des capitaux propres dans le bilan consolidé condensé.

Les titres de catégorie A sont assortis d'un rendement conformément aux dispositions contractuelles. Le rendement augmentera chaque trimestre et la valeur comptable des titres de catégorie A sera ajustée en conséquence.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

9. Dividendes par action ordinaire et par action privilégiée

Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré les dividendes suivants :

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
par action ordinaire	0,81	0,75
par action privilégiée de série 1	0,22	0,20
par action privilégiée de série 2	0,22	0,22
par action privilégiée de série 3	0,13	0,13
par action privilégiée de série 4	0,18	0,18
par action privilégiée de série 5	0,14	0,14
par action privilégiée de série 6	0,20	0,20
par action privilégiée de série 7	0,24	0,25
par action privilégiée de série 9	0,24	0,27

10. 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 répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

trimestre clos le 31 mars 2020	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(non audité – en millions de dollars canadiens)			
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 611	91	1 702
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(122)	30	(92)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(656)	161	(495)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	5	(1)	4
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(9)	2	(7)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu	834	282	1 116

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

trimestre clos le 31 mars 2019	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(non audité – en millions de dollars canadiens)			
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(364)	(6)	(370)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	27	(7)	20
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(22)	5	(17)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	4	(1)	3
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	—	1
Autres éléments du résultat étendu	(350)	(10)	(360)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, sont les suivantes :

trimestre clos le 31 mars 2020	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
(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2020	(730)	(58)	(314)	(457)	(1 559)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	1 463	(481)	—	—	982
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	4	(7)	3	—
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 463	(477)	(7)	3	982
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2020	733	(535)	(321)	(454)	(577)

- 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 gains liés à une participation sans contrôle de 147 millions de dollars, de pertes de 14 millions de dollars et de gains de 1 million de dollars, respectivement.
- 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 23 millions de dollars (17 millions de dollars après les impôts) au 31 mars 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu à l'état consolidé condensé des résultats se détaillent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 31 mars		
	2020	2019	
Couvertures de flux de trésorerie			
Produits de base	(2)	—	Produits (Énergie et stockage)
Intérêts	(3)	(3)	Intérêts débiteurs
	(5)	(3)	Total avant les impôts
	1	1	(Recouvrement) charge d'impôts
	(4)	(2)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	9	(4)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	(2)	1	(Recouvrement) charge d'impôts
	7	(3)	Déduction faite des impôts ¹
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice tiré des participations	(4)	(3)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	1	—	(Recouvrement) charge d'impôts
	(3)	(3)	Déduction faite des impôts ^{1,3}

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de moins de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (gains de 1 million de dollars en 2019).

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

11. Avantages postérieurs au départ à la retraite

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 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2020	2019	2020	2019
Coût des services rendus ¹	38	33	1	1
Autres composantes du coût net des prestations ¹				
Coût financier	35	35	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(57)	(58)	(4)	(4)
Amortissement des pertes actuarielles	5	3	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	6	3	—	—
	(11)	(17)	1	1
Coût net des prestations constaté	27	16	2	2

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 condensé des résultats.

12. 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 la valeur actionnariale.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 31 mars 2020, le risque lié aux contreparties maximal de TC Énergie en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait 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.

L'effet combiné de la pandémie de COVID-19 et de la baisse sans précédent de la demande d'énergie ainsi que de l'offre excédentaire qui en résulte a fait diminuer considérablement les prix des produits de base et a restreint l'accès aux marchés financiers pour certains des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est 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 de la volatilité récente du marché. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2019 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui atténuent l'exposition au risque de crédit de la société lié aux contreparties.

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. Au 31 mars 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

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.

Au 31 mars 2020, le bilan consolidé condensé de la société comprenait 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 au 31 décembre 2019) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de 60 % de TC Énergie dans le financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 33 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (35 millions de dollars en 2019) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des gazoducs du Mexique de la société. Dans les intérêts créditeurs et autres, on compte également des pertes de change de 303 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (des gains de 14 millions de dollars en 2019) relativement au prêt consenti à cette coentreprise et une quote-part correspondante des gains et pertes de change de Sur de Texas est portée dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social. Ainsi, il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice net.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

La juste valeur et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2020		31 décembre 2019	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2020 à 2025)	(35)	400 US	3	100 US
Options de change en dollars US (échéant en 2020 et en 2021)	(72)	3 200 US	10	3 000 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2020)	(3)	200 US	—	—
	(110)	3 800 US	13	3 100 US

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2020	31 décembre 2019
Montant nominal	33 100 (23 400 US)	29 300 (22 600 US)
Juste valeur	32 800 (23 200 US)	33 400 (25 700 US)

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

INSTRUMENTS FINANCIERS**Instruments financiers non dérivés****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 actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, 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. Chacun de ces instruments est classé 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 non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés de la société, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020		31 décembre 2019	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{1,2}	(38 319)	(40 172)	(36 985)	(43 187)
Billets subordonnés de rang inférieur	(9 257)	(7 316)	(8 614)	(8 777)
	(47 576)	(47 488)	(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 américains au 31 décembre 2019 attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net pour le trimestre clos le 31 mars 2020 comprend respectivement des gains non réalisés de 1 million de dollars (des pertes non réalisées 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 américains qui est venue à échéance avant le 31 mars 2020 (200 millions de dollars américains au 31 décembre 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020		31 décembre 2019	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ^{2, 3}				
Échéant à moins de 1 an	—	16	—	6
Échéant entre 1 an et 5 ans	51	78	26	100
Échéant entre 5 et 10 ans	772	—	801	—
Échéant à plus de 10 ans	71	—	61	—
Juste valeur des titres de participation ^{2, 4}	572	—	556	—
	1 466	94	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 condensé de la société.
- 3 Ces titres sont classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Ces titres sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020		31 mars 2019	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(Pertes nettes non réalisées) gains nets non réalisés de la période				
du trimestre clos	(23)	1	51	1
Gains nets réalisés de la période				
du trimestre clos	2	—	—	—

- 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 pertes sur les autres placements restreints sont portés dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé condensé des résultats.

Instruments dérivés**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 la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée aux cours du marché s'ils étaient 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. 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.

Présentation au bilan des instruments dérivés

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 mars 2020	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 dérivés¹
(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	2	—	—	816	818
Change	—	—	4	2	6
	2	—	4	818	824
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	—	—	—	1	1
Change	—	—	3	—	3
	—	—	3	1	4
Total des actifs dérivés	2	—	7	819	828
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(1)	—	—	(743)	(744)
Change	—	—	(68)	(216)	(284)
Taux d'intérêt ³	(36)	—	—	—	(36)
	(37)	—	(68)	(959)	(1 064)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(4)	—	—	(6)	(10)
Change	—	—	(49)	—	(49)
Taux d'intérêt ³	(688)	—	—	—	(688)
	(692)	—	(49)	(6)	(747)
Total des passifs dérivés	(729)	—	(117)	(965)	(1 811)
Total des dérivés	(727)	—	(110)	(146)	(983)

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 Comprend un instrument dérivé conclu par Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership dans le but de couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. La couverture du risque de taux d'intérêt est une exigence de la convention d'achat de titres de capitaux propres de Coastal GasLink annoncée en décembre 2019 ainsi que de l'entente visant le financement du projet.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

au 31 décembre 2019 (non audité – 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 ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	—	—	—	118	118
Change	—	—	10	61	71
Taux d'intérêt	—	1	—	—	1
	—	1	10	179	190
Actifs incorporels et autres actifs					
Change	—	—	5	—	5
Taux d'intérêt	2	—	—	—	2
	2	—	5	—	7
Total des actifs dérivés	2	1	15	179	197
Créditeurs et autres					
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					
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 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 condensé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs des couvertures de juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur ¹	
	31 mars 2020	31 décembre 2019	31 mars 2020	31 décembre 2019
Dettes à long terme	—	(260)	—	(1)
	—	(260)	—	(1)

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 mars 2020 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Achats ¹	451	18	48	—	—
Ventes ¹	2 088	23	60	—	—
Millions de dollars CA ²	—	—	—	—	4 126
Millions de dollars US	—	—	—	3 184	1 500
Millions de pesos mexicains	—	—	—	1 050	—
Dates d'échéance	2020-2024	2020-2027	2020	2020-2021	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.
- 2 Le montant nominal représente le montant contractuel maximal sur la durée d'un instrument dérivé à nominal variable.

au 31 décembre 2019 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
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 et en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période		
Produits de base ²	66	(88)
Change	(272)	120
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période		
Produits de base	36	107
Change	(12)	(29)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(3)	(7)
Taux d'intérêt	1	—

- 1 Les gains et les 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 gains et les 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 respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.
- 2 Aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées au cours des trimestres clos les 31 mars 2020 et 2019 lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 10) 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 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹		
Produits de base	4	(3)
Taux d'intérêt	(660)	(19)
	(656)	(22)

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 et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Les tableaux suivants présentent les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Couvertures de la juste valeur		
Contrats de taux d'intérêt ¹		
Éléments couverts	(3)	(6)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	1	(1)
Couvertures de flux de trésorerie		
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}		
Contrats de taux d'intérêt ¹	(3)	(4)
Contrats sur produits de base ⁴	(2)	—

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 10 « 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 condensé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre 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 mars 2020 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	819	(699)	120
Change	9	(9)	—
	828	(708)	120
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(754)	699	(55)
Change	(333)	9	(324)
Taux d'intérêt	(724)	—	(724)
	(1 811)	708	(1 103)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	118	(76)	42
Change	76	(5)	71
Taux d'intérêt	3	(1)	2
	197	(82)	115
Instruments dérivés – passifs			
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, au 31 mars 2020, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 12 millions de dollars et des lettres de crédit de 20 millions de dollars (respectivement de 58 millions de dollars et de 25 millions de dollars au 31 décembre 2019). Au 31 mars 2020 et au 31 décembre 2019, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie et aucune lettre de crédit fournie par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 mars 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 3 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2019), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2020, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 3 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2019). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert de 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 mars 2020	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	735	84	—	819
Change	—	9	—	9
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(698)	(53)	(3)	(754)
Change	—	(333)	—	(333)
Taux d'intérêt	—	(724)	—	(724)
	37	(1 017)	(3)	(983)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours du trimestre clos le 31 mars 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
(non audité – 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 au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Solde au début de la période	(7)	(4)
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	4	—
Solde à la fin de la période¹	(3)	(4)

1 Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, les produits comprennent respectivement des gains non réalisés de 4 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 31 mars 2020 (gains non réalisés de moins de 1 million de dollars en 2019).

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

13. Éventualités et garanties

ÉVENTUALITÉS

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des affaires. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, la direction estime que leur règlement 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. 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.

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 à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les créditeurs et autres et dans les autres passifs à long terme au bilan consolidé condensé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Durée	31 mars 2020		31 décembre 2019	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Northern Courier	Diverses jusqu'en 2055	300	27	300	27
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2021	119	—	109	—
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2021	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	100	10	100	10
		607	37	597	37

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

14. Entités à détenteurs de droits variables

Une EDDV s'entend d'une entité légale 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 légales 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

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 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020	31 décembre 2019
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	189	106
Débiteurs	65	88
Stocks	29	27
Autres	107	8
	390	229
Immobilisations corporelles	3 325	3 050
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	849	785
Écart d'acquisition	469	431
	5 033	4 495
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	84	70
Intérêts courus	31	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	217	187
	332	278
Passifs réglementaires	50	45
Autres passifs à long terme	20	9
Passifs d'impôts reportés	9	9
Dette à long terme	2 914	2 694
	3 325	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 8 « Participation sans contrôle rachetable » pour un complément d'information.

PREMIER TRIMESTRE DE 2020

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales 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 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2020	31 décembre 2019
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation ¹	4 814	4 720
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	465	466
Risque maximal de perte	5 279	5 186

¹ Ces données comprennent la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Portlands Energy Centre qui a été classée dans les actifs destinés à la vente au 31 mars 2020 et au 31 décembre 2019. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

15. Événements postérieurs à la date de clôture**Émissions de titres d'emprunt à long terme**

En avril 2020, TCPL a émis pour 2,0 milliards de dollars de billets à moyen terme échéant en avril 2027 et portant intérêt à un taux fixe de 3,80 % et pour 1,25 milliard de dollars américains de billets de premier rang non garanties échéant en avril 2030 et portant intérêt à un taux fixe de 4,10 %.

Arrangement relatif aux facilités de crédit

En avril 2020, TCPL a conclu, auprès de banques canadiennes, des facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours d'un montant total de 2,0 milliards de dollars américains. Les montants prélevés sur ces lignes de crédit portent intérêt à des taux variables négociés.

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 29 avril 2020, TC Énergie 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 tierce partie pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, après les ajustements de prix à la clôture et avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à une perte d'environ 520 millions de dollars avant les impôts (370 millions de dollars après les impôts). L'augmentation de la perte totale par rapport à celle qui a été présentée au 31 décembre 2019 s'explique principalement par les coûts plus élevés que prévu pour arriver à la mise en service de la centrale de Napanee le 13 mars 2020 et par l'inclusion d'obligations postérieures à la clôture. Comme ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente, une tranche de 395 millions de dollars de la perte avant les impôts (271 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée jusqu'au 31 mars 2020, dont une tranche de 116 millions de dollars de la perte avant les impôts (77 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au cours du trimestre clos le 31 mars 2020. Le montant résiduel d'environ 125 millions de dollars de la perte avant les impôts (99 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisé à la clôture et sera présenté dans les résultats du deuxième trimestre de 2020. En parallèle avec les ajustements postérieurs à la clôture, cette perte pourrait aussi être révisée ultérieurement pour tenir compte d'éléments ne pouvant être estimés à la clôture, notamment le règlement des réclamations d'assurance en cours.