

TC Énergie présente de solides résultats financiers pour le troisième trimestre Le programme de projets d'investissement garantis de 37 milliards de dollars continue de progresser

CALGARY (Alberta) – **Le 29 octobre 2020** – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 904 millions de dollars (0,96 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2020, comparativement à un bénéfice net de 739 millions de dollars (0,79 \$ par action) pour la même période en 2019. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 3,3 milliards de dollars (3,55 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 2,9 milliards de dollars (3,09 \$ par action) pour la même période en 2019. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2020 s'est chiffré à 893 millions de dollars (0,95 \$ par action ordinaire), comparativement à 970 millions de dollars (1,04 \$ par action ordinaire) en 2019. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le résultat comparable a atteint 2,9 milliards de dollars (3,05 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,9 milliards de dollars (3,11 \$ par action ordinaire) pour la même période 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 31 décembre 2020, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,24 \$ par action ordinaire.

« Au cours des neuf premiers mois de 2020, notre portefeuille diversifié d'infrastructures énergétiques essentielles a continué de donner un excellent rendement, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TC Énergie. Encore une fois, les résultats démontrent la résilience de nos actifs devant la volatilité considérable des marchés mondiaux de l'énergie. Nous continuons à assurer l'approvisionnement en énergie et la progression de projets qui restent d'une importance critique pour l'activité économique en Amérique du Nord. Déterminés à respecter nos obligations envers toutes nos parties prenantes, nous avons exercé nos activités d'une manière sécuritaire et fiable et nous avons préservé des milliers d'emplois en cette période absolument sans précédent. »

Malgré les difficultés engendrées par la COVID-19, les actifs de TC Énergie ont été très peu touchés. Dans notre vaste réseau d'installations de l'Amérique du nord, les niveaux d'utilisation et de rendement restent généralement conformes aux normales historiques et saisonnières, ce qui confirme l'importance de nos actifs pour l'économie nord-américaine. Étant donné que notre portefeuille comprend essentiellement des actifs à tarifs réglementés ou visés par des contrats à long terme, nous restons largement à l'abri de la volatilité associée aux volumes de production et aux prix des marchandises. C'est pourquoi les perspectives de la société pour l'exercice 2020 complet restent pratiquement inchangées.

TC Énergie poursuit aussi la réalisation de son programme de projets d'investissement garantis de 37 milliards de dollars, qui figure parmi les plus importants du secteur; nous avons en effet procédé à la mise en service de plus de 3 milliards de dollars d'actifs au cours des neuf premiers mois de 2020. Fait important, tous nos projets d'investissement sont étayés par des contrats à long terme, ce qui souligne le besoin pour le marché de disposer de ces nouvelles infrastructures d'une importance capitale et nous permet d'enregistrer les résultats et les rentrées de trésorerie qu'elles nous procureront à mesure qu'elles seront mises en service au cours des quatre prochaines années. En outre, par-delà nos projets actuels, nous sommes bien positionnés, grâce à nos capacités organisationnelles étendues, pour saisir les occasions de croissance associées à notre vaste réseau de même que d'autres possibilités qui pourraient se présenter, puisque le monde consomme de plus en plus d'énergie tout en s'orientant vers un avenir énergétique plus propre.

« Nos importants flux de trésorerie générés en interne, 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 d'une manière qui cadre avec le maintien de notre excellent profil de crédit et l'atteinte des mesures que nous avons ciblées, conclut M. Girling. Lorsque ce programme sera achevé, environ 98 % du BAIIA 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 dans un contexte de faiblesse des taux d'intérêt sans précédent. »

Points saillants

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

- Résultats financiers du troisième trimestre de 2020
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 904 millions de dollars (0,96 \$ par action ordinaire)
 - Résultat comparable de 893 millions de dollars (0,95 \$ par action ordinaire)
 - BAIIA comparable de 2,3 milliards de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,8 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,7 milliard de dollars
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2020.
- Annonce du départ à la retraite de notre président et chef de la direction, Russ Girling, le 31 décembre 2020, et de la nomination de son successeur, François Poirier, actuellement chef de l'exploitation et président, Énergie et stockage.
- Mise en service d'installations d'environ 3,0 milliards de dollars pour le réseau de NGTL et de 0,1 milliard de dollars pour le réseau principal au Canada au cours des neuf premiers mois de 2020.
- Poursuite du programme de projets d'investissement garantis de 37 milliards de dollars, dont 2,3 milliards de dollars consacrés à divers projets au troisième trimestre.
- Obtention de l'approbation du programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021 qui offrira une capacité supplémentaire de 1,45 Gpi³/j.
- Approbation le 28 octobre du projet d'accès du Wisconsin d'un montant de 0,2 milliard de dollars américains, qui vise le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations d'ANR.
- Obtention en août de l'approbation par la Régie de l'énergie du Canada (la « REC ») de la demande de règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL pour la période de 2020 à 2024, sans modification.
- Annonce d'une offre non contraignante visant l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation dans le public de TC PipeLines, LP, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 165 millions de dollars (0,17 \$ par action ordinaire) par rapport à la même période en 2019 pour s'établir à 904 millions de dollars (0,96 \$ 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 troisième trimestre de 2020 comprennent une perte additionnelle de 45 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario le 29 avril 2020 de même qu'une réduction de 6 millions de dollars du gain après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink. Les résultats du troisième trimestre de 2019 comprenaient une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, inscrite relativement à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, sur la vente d'actifs de Columbia Midstream et un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, découlant de la vente partielle de Northern Courier. 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 qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2020 a été inférieur de 50 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat plus faible des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone et le résultat moins élevé des activités de commercialisation des liquides;
- le bénéfice moins élevé du secteur Énergie et stockage imputable surtout à la diminution des résultats de Bruce Power occasionnée par la mise hors service prévue du réacteur 6, le 17 janvier 2020, en prévision du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») et à la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario le 29 avril 2020;
- le BAIIA comparable plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse du résultat fondé sur les tarifs et du traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement relatif à ce réseau par suite de la mise en service d'installations additionnelles, de même qu'à la hausse des charges financières relatifs au réseau de NGTL et aux frais d'aménagement de Coastal GasLink, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL;
- la baisse des coûts d'exploitation des gazoducs aux États-Unis relatifs à Columbia Gas et à Columbia Gulf et l'augmentation du résultat tiré d'ANR par suite de la vente de gaz naturel de certaines installations de stockage;
- l'augmentation du résultat 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;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

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 diminué de 77 millions de dollars (0,09 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la charge d'impôts, principalement par suite de la baisse du bénéfice avant les impôts, de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- la baisse des intérêts débiteurs découlant de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant essentiellement à Keystone XL, déduction faite de l'incidence de la construction achevée de Napanee au premier trimestre de 2020, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'effet des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada et aux États-Unis par suite de la mise en service de nouveaux actifs;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des prolongements du réseau de NGTL;
- des intérêts créditeurs et autres moins élevés, essentiellement sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos et dont la variation reflète la réduction des taux d'intérêt et l'affaiblissement du peso mexicain en 2020.

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. De même, les intérêts créditeurs et notre quote-part des intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés relatifs à Sur de Texas sont réciproquement compensés à chaque période et n'ont donc aucune incidence sur le résultat comparable. Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 30 septembre 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 sont en place dans toute notre organisation, et nous continuons d'exploiter efficacement nos actifs, d'exercer nos activités commerciales et d'exécuter nos projets en faisant de la santé, de la sécurité et de la fiabilité notre priorité. Nos activités sont pour la plupart jugées essentielles au Canada, aux États-Unis et au Mexique, étant donné le rôle important de nos infrastructures dans l'alimentation en énergie des marchés nord-américains. Nous sommes persuadés que nos solides plans de continuité et de reprise des activités des équipes essentielles, notamment celles affectées au contrôle des liquides et du gaz et aux activités commerciales et sur le terrain, continueront d'assurer la livraison sécuritaire et fiable de l'énergie à nos clients.

Nous tirons environ 95 % de notre BAIIA comparable d'actifs à tarifs réglementés ou de contrats à long terme; par conséquent, nous sommes largement à l'abri de la volatilité à court terme associée aux fluctuations des volumes de production et 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, sauf en ce qui concerne le réseau d'oléoducs Keystone dont les volumes non liés à des contrats ont diminué et qui devraient rester au niveau actuel jusqu'à ce que la conjoncture du marché se rééquilibre et revienne à la normale. Jusqu'ici, nous n'avons pas subi non plus de grandes perturbations de notre chaîne d'approvisionnement. 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 avons observé un certain ralentissement de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations en 2020, en grande partie à cause des retards dans le processus d'obtention des permis, car les organismes de réglementation ont été dans l'impossibilité de traiter les demandes de permis et de mener les consultations selon les calendriers prévus à l'origine. En mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure relativement au programme de RCP du réacteur 6 et à certains travaux de gestion d'actifs. Comme les travaux liés au RCP et à la gestion d'actifs se poursuivent, l'incidence finale du cas de force majeure survenu relativement au réacteur 6 dépendra de la durée et de l'ampleur de la pandémie et du succès des mesures d'atténuation qui auront été prises.

L'ampleur de la crise sanitaire actuelle et ses répercussions à long terme sur l'économie mondiale ne sont pas encore connues dans leur entièreté. Jusqu'à présent, son effet se manifeste notamment par une extrême volatilité des marchés financiers et des prix des produits de base, de même que par une réduction marquée de l'activité économique générale, la fermeture prolongée d'entreprises et de graves perturbations de la chaîne d'approvisionnement. La possibilité que la pandémie ait des répercussions encore plus marquées, à long terme, sur les activités et les projets de croissance de la société dépendra de développements, de politiques et de mesures futurs qui sont encore fort incertains.

Voici d'autres faits marquants récents :

Gazoducs – Canada :

- **Projet de gazoduc Coastal GasLink :** Les travaux sur le terrain se poursuivent le long du tracé du gazoduc et les équipes continuent d'intégrer les directives de la société sur la gestion de la COVID-19 pour assurer la sécurité des travaux de construction. Les travaux en cours comprennent la construction de routes, de ponts et de logements pour les travailleurs, le nivellement de l'emprise et la construction mécanique de la canalisation principale, la majeure partie des canalisations requises ayant déjà été livrées au site.

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

L'évaluation des coûts et du calendrier de base du projet mis à jour n'est pas terminée, mais nous nous attendons à une hausse des coûts de projet par rapport à l'estimation communiquée précédemment en raison de l'accroissement de la portée du projet, des retards dans l'obtention de permis et des effets de la COVID-19. Cependant, nous prévoyons que la conclusion de cet exercice ne débouchera pas sur une augmentation importante de nos futurs apports de capitaux propres.

- **Réseau de NGTL** : Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 3,0 milliards de dollars.

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 de 2021. Le gouverneur en conseil a approuvé le programme le 19 octobre 2020 et le réseau de NGTL prévoit entreprendre immédiatement les travaux de construction conformément aux exigences réglementaires. Les travaux sur le terrain visant les postes de compression devraient débuter en décembre 2020 et les travaux de construction du gazoduc, en janvier 2021. Lorsque les installations seront en service, le programme d'expansion du réseau de NGTL offrira une capacité supplémentaire de 1,59 PJ/j (1,45 Gpi³/j) soutenue par des contrats à long terme de réception et de livraison, reliant la production supplémentaire aux marchés intrabassins et d'exportation en croissance. La mise en service devrait s'échelonner jusqu'en 2021 et tous les tronçons du programme devraient être achevés d'ici avril 2022.

Le 17 août 2020, la REC a approuvé le règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 du réseau de NGTL négocié avec ses clients et d'autres parties intéressées. Le règlement, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020, reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions 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.

Gazoducs – États-Unis :

- **Projet d'accès du Wisconsin** : Le 28 octobre 2020, nous avons approuvé le projet d'accès du Wisconsin qui consistera à remplacer, à mettre à niveau et à moderniser certaines installations le long d'un tronçon très utilisé du réseau de pipelines d'ANR, tout en réduisant les émissions. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité du réseau d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 77 TJ/j (72 Mpi³/j) destinés à des services publics du centre-ouest des États-Unis aux termes de contrats à long terme. Il est prévu que la mise en service du projet combiné aura lieu au deuxième semestre de 2022 et que les coûts estimatifs s'élèveront à 0,2 milliard de dollars américains.
- **Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower** : Le 29 juillet 2020, nous avons approuvé le projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower qui vise le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations le long d'un tronçon très utilisé du réseau de pipelines d'ANR, tout en réduisant les émissions. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité du réseau de pipelines d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 132 TJ/j (123 Mpi³/j) à partir d'une centrale électrique existante près de Joliet (Illinois). Il est prévu que la mise en service du projet combiné aura lieu au deuxième semestre de 2022 et que les coûts estimatifs s'élèveront à 0,4 milliard de dollars américains.

- **Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de Columbia Gas** : Columbia Gas a déposé auprès de la FERC, le 31 juillet 2020, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de la loi intitulée **Natural Gas Act** pour demander une augmentation des tarifs maximum de transport de Columbia Gas qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} février 2021, sous réserve de remboursement. L'étude du dossier tarifaire avance comme prévu, et nous avons l'intention de travailler en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

Gazoducs – Mexique :

- **Villa de Reyes** : Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent. Le projet a été reporté en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 qui ont entravé notre capacité d'obtenir des autorisations de travaux à cause des fermetures de bureaux administratifs de l'État. Nous prévoyons achever la construction de Villa de Reyes au premier semestre de 2021.

Pipelines de liquides :

- **Keystone XL** : Le 31 mars 2020, nous avons annoncé notre intention d'aller de l'avant avec la construction du projet Keystone XL, ce qui devrait nécessiter 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 le reste de notre apport 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. 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 sur les marchés des capitaux d'emprunt les prélèvements de 4,2 milliards de dollars américains effectués sur notre facilité de crédit.

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.

La société continue par ailleurs de gérer diverses questions d'ordre juridique et réglementaire liées au projet.

Énergie et stockage :

- **Bruce Power – Allongement du cycle de vie** : À la fin de mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure en vertu de son contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (« SIERE »). Cet avis de force majeure porte sur le programme de RCP du réacteur 6 et sur certains travaux de gestion d'actifs. Le 11 mai 2020, les travaux ont repris dans le cadre des programmes de RCP du réacteur 6 et de gestion d'actifs et des mesures de prévention supplémentaires ont été mises en place pour assurer la sécurité des travailleurs dans le contexte de la COVID-19, et les activités liées au chemin critique progressent. L'incidence du cas de force majeure dépendra en définitive de l'ampleur et de la durée des perturbations causées par la pandémie et du succès des mesures d'atténuation qui auront été prises.

Le 1^{er} octobre 2020, le projet de RCP du réacteur 6 a franchi un jalon important, alors que la phase de préparation a pris fin et que le programme de remplacement de la conduite d'alimentation et du canal de combustible a débuté. Les activités d'exploitation des autres réacteurs se poursuivent comme en temps normal, les arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ayant été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2020, et l'arrêt d'exploitation du réacteur 8, qui a lieu actuellement, progresse selon l'échéancier prévu.

Siège social :

- **Départ à la retraite de notre président et chef de la direction, Russ Girling :** Le 21 septembre 2020, nous avons annoncé le départ à la retraite de Russ Girling, président et chef de la direction de TC Énergie, qui quittera également son siège au conseil d'administration le 31 décembre 2020. François Poirier, actuellement chef de l'exploitation et président, Énergie et stockage, prendra la relève de M. Girling au poste de président et de chef de la direction et siégera au conseil à compter du 1^{er} janvier 2021. M. Girling secondera M. Poirier pendant la transition jusqu'au 28 février 2021.
- **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 31 décembre 2020. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 3,24 \$ par action ordinaire.
- **Projet d'achat de parts ordinaires de TC PipeLines, LP :** Le 5 octobre 2020, nous avons annoncé une offre non contraignante visant l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation dans le public de notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. Aux termes de la proposition, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP recevraient 0,65 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Le ratio d'échange proposé reflète une valeur d'environ 1,48 milliard de dollars américains pour la totalité des parts ordinaires détenues dans le public de TC PipeLines, LP, soit 35,2 millions d'actions ordinaires de TC Énergie, en fonction du cours de l'action ordinaire le 2 octobre 2020. La transaction est conditionnelle à l'examen et à la recommandation favorable par un comité indépendant sur les conflits du conseil d'administration du commandité de TC PipeLines, LP ainsi qu'à l'approbation des conseils d'administration de TC PipeLines, LP et de TC Énergie et des porteurs d'une majorité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP, et à l'obtention des approbations réglementaires habituelles.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 29 octobre 2020 pour discuter de nos résultats financiers du troisième trimestre de 2020. Russ Girling, président et chef de la direction, Don Marchand, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise, et chef des finances, et François Poirier, chef de l'exploitation et président, Énergie et stockage, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction, s'entretiendront des résultats financiers de TC Énergie et des faits nouveaux au sein de la société à 9 h (HAR) ou à 11 h (HAE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 1-855-327-6838 au moins 15 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au www.TCEnergy.com/events ou à partir de l'URL suivante : <http://www.gowebcasting.com/10883>.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 5 novembre 2020; il suffira de composer le 1-855-669-9658, ainsi que le code d'accès 5322.

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.TCEnergie.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.

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 7 500 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 au www.TCEnergie.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 et au rapport annuel de la société les plus récents, 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 le plus récent.

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

Troisième trimestre de 2020

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice				
Produits	3 195	3 133	9 702	9 992
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	904	739	3 333	2 868
par action ordinaire – de base et dilué	0,96 \$	0,79 \$	3,55 \$	3,09 \$
BAIIA comparable ¹	2 294	2 344	7 028	7 051
Résultat comparable ¹	893	970	2 865	2 881
par action ordinaire ¹	0,95 \$	1,04 \$	3,05 \$	3,11 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 783	1 585	5 119	5 256
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 663	1 802	5 306	5 292
Dépenses d'investissement ²	2 250	2 135	6 669	6 429
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,81 \$	0,75 \$	2,43 \$	2,25 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	940	932	940	927
– émises et en circulation à la fin de la période	940	934	940	934

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Rapport de gestion

Le 28 octobre 2020

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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 le lecteur à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

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

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion 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.

TROISIÈME 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 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.

TROISIÈME 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 au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net.

TROISIÈME 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Résultats consolidés – troisième trimestre de 2020

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Gazoducs – Canada	334	283	1 307	794
Gazoducs – États-Unis	644	626	2 107	2 081
Gazoducs – Mexique	142	125	532	354
Pipelines de liquides	342	491	1 059	1 493
Énergie et stockage	105	27	138	353
Siège social	(61)	33	220	(1)
Total du bénéfice sectoriel	1 506	1 585	5 363	5 074
Intérêts débiteurs	(559)	(573)	(1 698)	(1 747)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	91	120	254	358
Intérêts créditeurs et autres	164	(19)	(160)	250
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 202	1 113	3 759	3 935
Charge d'impôts	(190)	(274)	(78)	(727)
Bénéfice net	1 012	839	3 681	3 208
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(69)	(59)	(228)	(217)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	943	780	3 453	2 991
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(41)	(120)	(123)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	904	739	3 333	2 868
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,96 \$	0,79 \$	3,55 \$	3,09 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 165 millions de dollars et de 465 millions de dollars (0,17 \$ et 0,46 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes 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 de toutes les 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 de l'exercice 2020 comprennent les éléments suivants :

- une réduction de 6 millions de dollars du gain après les impôts au troisième trimestre de 2020 se rapportant à la vente, le 22 mai 2020, d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink »), donnant lieu à un gain après les impôts de 402 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020;
- 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 au premier trimestre de 2020;
- une perte additionnelle de 45 millions de dollars et de 202 millions de dollars, après les impôts, comptabilisée pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 et se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, le 29 avril 2020. Le cumul de la perte comptabilisée relativement à cette vente en 2019, au moment du classement des centrales dans les actifs destinés à la vente, se chiffrait à 396 millions de dollars, après les impôts.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les résultats de l'exercice 2019 comprenaient les éléments suivants :

- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream au troisième trimestre de 2019;
- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente partielle de Northern Courier au troisième trimestre de 2019;
- un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente de notre centrale de Coolidge au deuxième trimestre de 2019;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, au deuxième trimestre de 2019, qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés;
- une perte de 6 millions de dollars, après les impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, découlant de nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, vendus en mai 2019.

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

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

Le rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	904	739	3 333	2 868
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	6	—	(402)	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	(281)	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	45	133	202	133
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	133	—	133
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	—	(115)	—	(115)
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	—	(54)
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	(32)
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	6
Activités de gestion des risques ¹	(62)	80	13	(58)
Résultat comparable	893	970	2 865	2 881
Bénéfice net par action ordinaire	0,96 \$	0,79 \$	3,55 \$	3,09 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	0,01	—	(0,43)	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	(0,30)	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	0,05	0,14	0,21	0,14
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	0,14	—	0,14
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	—	(0,12)	—	(0,12)
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	—	(0,06)
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	(0,03)
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	0,01
Activités de gestion des risques	(0,07)	0,09	0,02	(0,06)
Résultat comparable par action ordinaire	0,95 \$	1,04 \$	3,05 \$	3,11 \$

1

Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Installations énergétiques au Canada	—	(1)	(1)	(1)
Installations énergétiques aux États-Unis	—	—	—	(52)
Commercialisation des liquides	9	(70)	16	(36)
Stockage de gaz naturel	(4)	(3)	(8)	(8)
Change	78	(31)	(24)	176
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(21)	25	4	(21)
Total des gains non réalisés (pertes non réalisées) découlant des activités de gestion des risques	62	(80)	(13)	58

TROISIÈME 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	666	572	1 884	1 656
Gazoducs – États-Unis	863	796	2 719	2 625
Gazoducs – Mexique	170	153	620	440
Pipelines de liquides	415	575	1 292	1 720
Énergie et stockage	187	252	516	622
Siège social	(7)	(4)	(3)	(12)
BAIIA comparable	2 294	2 344	7 028	7 051
Amortissement	(673)	(610)	(1 938)	(1 839)
Intérêts débiteurs	(559)	(573)	(1 698)	(1 747)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	91	120	254	358
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	32	49	87	85
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(184)	(260)	(520)	(687)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(69)	(59)	(228)	(217)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(41)	(120)	(123)
Résultat comparable	893	970	2 865	2 881

BAIIA comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2020 a été inférieur de 50 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat plus faible des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone et de l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides;
- le bénéfice moins élevé du secteur Énergie et stockage imputable surtout à la diminution des résultats de Bruce Power occasionnée par l'enlèvement prévu du réacteur 6, le 17 janvier 2020, en prévision du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») et à la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario le 29 avril 2020;
- le BAIIA comparable plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse du résultat fondé sur les tarifs et du traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement relativement au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, de même qu'à la hausse des charges financières relatives à ce réseau et aux frais d'aménagement de Coastal GasLink, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL;
- la baisse des coûts d'exploitation des gazoducs aux États-Unis relatifs à Columbia Gas et à Columbia Gulf et l'augmentation du résultat tiré d'ANR par suite de la vente de gaz naturel de certaines installations de stockage;
- l'augmentation du résultat 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;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Le BAIIA comparable a diminué de 23 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- 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, le résultat moins élevé des activités de commercialisation des liquides et la vente, en juillet 2019, d'une participation de 85 % dans Northern Courier;
- les résultats moins élevés du secteur Énergie et stockage imputable surtout à la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River au premier semestre de 2020. Par ailleurs, l'apport moins élevé de Bruce Power en 2020 s'explique principalement par l'incidence nette de la diminution de la production d'électricité à cause du début du programme de RCP du réacteur 6, le 17 janvier 2020, en partie compensée par la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- le BAIIA comparable plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse du résultat fondé sur les tarifs et du traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement relativement au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, de même qu'à la hausse des charges financières relatives à ce réseau et aux frais d'aménagement de Coastal GasLink, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL;
- l'apport accru des gazoducs au Mexique découlant principalement de l'accroissement du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas après la mise en service de celui-ci en septembre 2019. Cet élément tient compte des produits de 55 millions de dollars américains, comptabilisés au premier trimestre de 2020, et 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;
- les résultats supplémentaires des gazoducs aux États-Unis, redevables aux projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service, en partie contrebalancés par la baisse du résultat découlant de la vente de certains actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Résultat comparable – comparaison de 2020 et de 2019

Le résultat comparable a diminué de 77 millions de dollars (0,09 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la charge d'impôts, principalement par suite de la baisse du bénéfice avant les impôts, de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- la baisse des intérêts débiteurs découlant de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant essentiellement à Keystone XL, déduction faite de l'incidence de la construction achevée de Napanee au premier trimestre de 2020, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'effet des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada et aux États-Unis, par suite de la mise en service de nouveaux actifs;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des prolongements du réseau de NGTL;
- des intérêts créditeurs et autres moins élevés, essentiellement sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos et dont la variation reflète la réduction des taux d'intérêt et l'affaiblissement du peso mexicain en 2020.

Le résultat comparable a diminué de 16 millions de dollars (0,06 \$ par action ordinaire) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 diminution de la charge d'impôts, principalement par suite du recul du bénéfice avant les impôts, de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- la baisse des intérêts débiteurs découlant de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant essentiellement à Keystone XL et à Coastal GasLink, déduction faite de l'incidence de l'achèvement de la construction de la centrale Napanee au premier trimestre de 2020, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'effet des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus et de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des prolongements du réseau de NGTL et de la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula à cause de retards continuels de construction, en partie contrebalancée par la progression du projet Villa de Reyes;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada et aux États-Unis par suite de la mise en service de nouveaux actifs.

La charge d'amortissement des gazoducs au Canada 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. De même, les intérêts créditeurs et notre quote-part des intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés relatifs à Sur de Texas sont réciproquement compensés à chaque période et n'ont donc aucune incidence sur le résultat comparable. Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

TROISIÈME 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 sont en place dans toute notre organisation, et nous continuons d'exploiter efficacement nos actifs, d'exercer nos activités commerciales et d'exécuter nos projets en faisant de la santé, de la sécurité et de la fiabilité notre priorité. Nos activités sont pour la plupart jugées essentielles au Canada, aux États-Unis et au Mexique, étant donné le rôle important de nos infrastructures dans l'alimentation en énergie des marchés nord-américains. Nous sommes persuadés que nos solides plans de continuité et de reprise des activités des équipes essentielles, notamment celles affectées au contrôle des liquides et du gaz et aux activités commerciales et sur le terrain, continueront d'assurer la livraison sécuritaire et fiable de l'énergie à nos clients.

Nous tirons environ 95 % de notre BAIIA comparable d'actifs à tarifs réglementés ou de contrats à long terme; par conséquent, nous sommes largement à l'abri de la volatilité à court terme associée aux fluctuations des volumes de production et des prix des marchandises. Sauf pour ce qui est des activités de maintenance et des facteurs saisonniers normaux, nous n'avons pas observé jusqu'ici de changement marqué dans l'utilisation de nos actifs, sauf en ce qui concerne le réseau d'oléoducs Keystone dont les volumes non liés à des contrats ont diminué et qui devraient rester au niveau actuel jusqu'à ce que la conjoncture du marché se rééquilibre et revienne à la normale. Jusqu'ici, nous n'avons pas subi non plus de grandes perturbations de notre chaîne d'approvisionnement. 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 avons observé un certain ralentissement de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations en 2020, en grande partie à cause des retards dans le processus d'obtention des permis, car les organismes de réglementation ont été dans l'impossibilité de traiter les demandes de permis et de mener les consultations selon les calendriers prévus à l'origine. En mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure relativement au programme de RCP du réacteur 6 et à certains travaux de gestion d'actifs. Comme les travaux liés au RCP et à la gestion d'actifs se poursuivent, l'incidence finale du cas de force majeure survenu relativement au réacteur 6 dépendra de la durée et de l'ampleur de la pandémie et du succès des mesures d'atténuation qui auront été prises.

En 2020, les marchés des capitaux ont connu des périodes de très grande volatilité et les liquidités se sont raréfiées. Malgré ces conditions difficiles, nous avons accru nos liquidités de plus de 11 milliards de dollars au cours des neuf premiers mois de 2020 en accédant aux marchés des capitaux d'emprunt, en concluant des facilités de crédit confirmées complémentaires et en réalisant d'importantes opérations de gestion de portefeuille. Grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et à diverses autres sources de financement auxquelles nous avons accès, nous sommes persuadés d'être en bonne posture pour financer nos obligations, même s'il devait arriver que des conditions de marché aussi difficiles se produisent à nouveau.

La pandémie de COVID-19 et les perturbations sans précédent de l'offre et de la demande d'énergie ont frappé de plein fouet certains de nos clients. Le risque lié aux contreparties s'est donc accru, et nous avons resserré notre surveillance des contreparties qui subissent les pressions financières les plus fortes et multiplié les communications avec elles. Cependant, nous ne prévoyons pas de répercussions négatives importantes sur notre résultat ou nos flux de trésorerie en 2020.

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

L'ampleur de la crise sanitaire actuelle et ses répercussions à long terme sur l'économie mondiale ne sont pas encore connues dans leur entièreté. Jusqu'à présent, son effet se manifeste notamment par une extrême volatilité des marchés financiers et des prix des produits de base, de même que par une réduction marquée de l'activité économique générale, la fermeture prolongée d'entreprises et de graves perturbations de la chaîne d'approvisionnement. La possibilité que la pandémie ait des répercussions encore plus marquées, à long terme, sur les activités et les projets de croissance de la société dépendra de développements, de politiques et de mesures futurs qui sont encore fort incertains. Des renseignements complémentaires sur les risques, les incertitudes et les répercussions de la crise sanitaire sur nos activités sont exposés dans diverses rubriques du présent rapport de gestion : « Programme d'investissement », « Perspectives », « Faits récents », « Situation financière » et « Risque et instruments financiers ».

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 37 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, des projets d'immobilisations visant la capacité totalisant environ 3,1 milliards de dollars ont été mis en service, presque tous étant constitués de prolongements du réseau de NGTL. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,4 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2020
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2020-2023	0,4	0,2
Réseau de NGTL ²	2020	3,3	3,3
	2021	1,7	0,8
	2022	2,5	0,1
	2023+	2,4	0,1
Coastal GasLink ³	2023	0,2	0,2
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	2,1	0,4
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Modernisation II	2020	1,1 US	1,1 US
Autres investissements dans la capacité	2020-2023	2,0 US	0,6 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	2,1 US	0,6 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2021	0,9 US	0,8 US
Tula ⁴	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Keystone XL ⁵	2023	9,1 US	1,7 US
Autres investissements dans la capacité	2022	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	1,1
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁷	2020-2022	0,7	0,1
		31,9	11,7
Incidence du change sur les projets garantis ⁸		5,3	1,8
Total des projets garantis (en dollars CA)		37,2	13,5

- 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 Les coûts estimatifs de 2022 et de 2023 tiennent compte d'une somme de 0,5 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de gazoducs Foothills relié au programme d'expansion du parcours ouest en 2023.
- 3 Le 22 mai 2020, nous avons vendu une participation de 65 % dans Coastal GasLink et comptabilisons depuis lors à la valeur de consolidation notre participation résiduelle de 35 %. Par conséquent, le coût du projet et sa valeur comptable estimatifs reflètent uniquement la quote-part de nos apports au projet à titre de coentrepreneur. La date de mise en service prévue et le coût estimatif du projet indiqués sont ceux de la dernière mise à jour figurant dans notre rapport de gestion du troisième trimestre de 2019. Ils seront rajustés pour refléter un nouveau plan de projet actuellement à l'étude, qui doit encore être finalisé. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions sur l'examen en cours du coût et du calendrier du projet.
- 4 Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès des consultations que mène le Secrétariat de l'Énergie auprès de la population autochtone. 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 du projet Keystone XL tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation de 2015, de même que d'autres montants dépensés et capitalisés depuis janvier 2018. Une partie de cette valeur comptable est recouvrable, dans certaines conditions, auprès des expéditeurs, ou a été financée par des subventions du gouvernement de l'Alberta.
- 6 Reflète la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre des coûts du programme de RCP 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 1,33 au 30 septembre 2020.

TROISIÈME 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 30 septembre 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	0,2	—
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	10,5	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 RCP 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 1,33 au 30 septembre 2020.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 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, après prise en compte de l'incidence nette de l'accroissement des intérêts capitalisés relatifs à Keystone XL, de la baisse des volumes et des marges de commercialisation de notre secteur Pipelines de liquides et d'une hausse des impôts sur le bénéfice en raison d'un taux d'imposition effectif légèrement supérieur.

L'accroissement des intérêts capitalisés relatifs à Keystone XL résulte en grande partie de nouvelles dépenses d'investissement ainsi que de l'inclusion dans le calcul des intérêts capitalisés, par suite de notre décision de poursuivre la construction de l'oléoduc, de coûts en capital précédemment dépréciés. Ces coûts n'ont pas été recapitalisés, mais sont inclus dans notre calcul des intérêts capitalisés, conformément aux PCGR.

Nous ne prévoyons pas que la COVID-19 aura un effet significatif sur nos résultats comparables de 2020.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total de nos dépenses d'investissement pour 2020 devrait s'établir à environ 10 milliards de dollars. 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 ne pensons pas que les perturbations découlant de la pandémie de COVID-19 auront un effet considérable sur nos perspectives en matière de dépenses d'investissement en 2020, mais nous reconnaissons néanmoins que les répercussions à long terme de la pandémie restent pour l'heure incertaines.

TROISIÈME 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Réseau de NGTL	390	311	1 103	871
Réseau principal au Canada	229	234	677	704
Autres gazoducs au Canada ¹	47	27	104	81
BAIIA comparable	666	572	1 884	1 656
Amortissement	(326)	(289)	(941)	(862)
BAII comparable	340	283	943	794
Poste particulier :				
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	(6)	—	364	—
Bénéfice sectoriel	334	283	1 307	794

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP, de la portion canadienne de Great Lakes et de notre investissement dans TQM, les frais d'aménagement de Coastal GasLink, 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 bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 51 millions de dollars et de 513 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. Les résultats du troisième trimestre de 2020 comprennent une réduction de 6 millions de dollars du gain après les impôts lié à la vente, le 22 mai 2020, d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink, donnant lieu à un gain après les impôts de 364 millions de dollars au 30 septembre 2020. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	145	124	419	355
Réseau principal au Canada	40	43	118	129
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			13 890	11 654
Réseau principal au Canada			3 649	3 677

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 21 millions de dollars et de 64 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. Cette progression en 2020 s'explique essentiellement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le 17 août 2020, la REC a approuvé la demande de règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL pour la période de 2020 à 2024. Le règlement, qui est en vigueur du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2024, comprend un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %; il procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés entre le réseau de NGTL et ses clients. Le règlement comprend également un mécanisme d'examen si les tarifs dépassent un niveau prédéterminé, sans que cela ait une incidence sur le rendement des capitaux propres. Les résultats de 2019 reflétaient le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019, arrivé à échéance le 31 décembre 2019, qui prévoyait aussi un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, en plus d'un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes 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 94 millions de dollars et de 228 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement à celui des périodes correspondantes 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 relativement au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, ainsi que la hausse des charges financières relatives à ce réseau;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés et la diminution des revenus incitatifs relativement au réseau principal au Canada et au réseau de NGTL;
- les frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 37 millions de dollars et de 79 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, principalement en raison de la mise en service d'installations du programme d'expansion du réseau de NGTL.

TROISIÈME 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Columbia Gas	308	291	968	906
ANR	120	107	381	373
TC PipeLines, LP ^{1,2}	28	26	88	88
Columbia Gulf	46	47	143	131
Great Lakes ³	18	15	65	62
Autres gazoducs aux États-Unis ⁴	36	39	86	145
Participations sans contrôle ⁵	91	79	277	270
BAIIA comparable	647	604	2 008	1 975
Amortissement	(164)	(145)	(452)	(425)
BAII comparable	483	459	1 556	1 550
Incidence du change	161	146	551	510
BAII comparable (en dollars CA)	644	605	2 107	2 060
Poste particulier :				
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	21	—	21
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	644	626	2 107	2 081

- 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. Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs.
- 2 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, soit le même pourcentage qu'aux périodes correspondantes 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 18 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. Il comprend un gain de 21 millions de dollars, avant les impôts, lié à la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019, qui a été exclu du BAII comparable. Le raffermissement du dollar américain en 2020 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens par rapport aux périodes correspondantes de 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 a augmenté de 43 millions de dollars américains et de 33 millions de dollars américains par rapport aux mêmes périodes en 2019, respectivement, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- les résultats supplémentaires tirés en 2020 des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service et la baisse des coûts d'exploitation au troisième trimestre de 2020;
- l'accroissement du résultat d'ANR au troisième trimestre de 2020 grâce à la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage;
- la baisse du résultat découlant de la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 19 millions de dollars américains et de 27 millions de dollars américains pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. L'augmentation est attribuable principalement aux nouveaux projets mis en service et à certains ajustements comptabilisés au troisième trimestre de 2020 et a été en partie contrebalancée par la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019.

TROISIÈME 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Topolobampo	40	40	120	120
Tamazunchale	31	31	91	93
Mazatlán	18	17	53	52
Guadalajara	16	17	47	49
Sur de Texas ¹	23	10	145	18
BAIIA comparable	128	115	456	332
Amortissement	(21)	(21)	(65)	(65)
BAI comparable	107	94	391	267
Incidence du change	35	31	141	87
BAI comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	142	125	532	354

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 17 millions de dollars et de 178 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. En plus des hausses nettes du BAIIA comparable susmentionné, le raffermissement du dollar américain en 2020 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens par rapport aux périodes correspondantes de 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 a progressé de 13 millions de dollars américains et de 124 millions de dollars américains, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2019, essentiellement grâce à l'augmentation du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui comprend les éléments suivants :

- la quote-part accrue du bénéfice de Sur de Texas découlant du début des services de transport, en septembre 2019, ainsi qu'une baisse des intérêts débiteurs attribuable à la diminution des taux d'intérêt et à l'affaiblissement marqué du peso mexicain;
- les produits de 55 millions de dollars américains correspondant aux frais non récurrents de la coentreprise Sur de Texas comptabilisés au premier trimestre de 2020 parce que les travaux de construction du gazoduc ont respecté les cibles contractuelles, de même que les frais récurrents gagnés relativement à l'exploitation du pipeline.

Avant la mise en service du gazoduc, notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas reflétait principalement la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, déduction faite de notre quote-part des intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés libellés en pesos. Les prêts intersociétés restent en cours, et notre quote-part des intérêts débiteurs sur le bénéfice de Sur de Texas reste 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 est resté sensiblement le même que celui des périodes correspondantes de 2019.

TROISIÈME 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Réseau d'oléoducs Keystone	345	415	1 113	1 283
Pipelines en Alberta ¹	22	29	69	109
Commercialisation des liquides et autres	48	131	110	328
BAIIA comparable	415	575	1 292	1 720
Amortissement	(82)	(83)	(249)	(260)
BAII comparable	333	492	1 043	1 460
Postes particuliers :				
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	—	69	—	69
Activités de gestion des risques	9	(70)	16	(36)
Bénéfice sectoriel	342	491	1 059	1 493
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	84	88	257	272
Dollars US	187	306	580	894
Incidence du change	62	98	206	294
BAII comparable	333	492	1 043	1 460

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a fléchi de 149 millions de dollars et de 434 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019; il comprend les postes particuliers suivants, qui sont exclus de notre calcul du BAII comparable :

- un gain de 69 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier en juillet 2019;
- 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.

La diminution nette du BAIIA comparable susmentionnée a été en partie compensée par un dollar américain plus fort en 2020, dont le raffermissement a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens par rapport aux périodes correspondantes de 2019.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 160 millions de dollars et de 428 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, par rapport aux mêmes périodes 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;
- l'apport moins élevé des activités de commercialisation des liquides du fait essentiellement du rétrécissement des marges;
- la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 1 million de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, ce qui s'explique principalement par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier.

TROISIÈME 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Installations énergétiques du Canada ¹	39	61	164	228
Bruce Power ²	140	193	339	378
Installations de stockage de gaz naturel et autres	8	(2)	13	16
BAIIA comparable	187	252	516	622
Amortissement	(18)	(19)	(48)	(66)
BAII comparable	169	233	468	556
Postes particuliers :				
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	(60)	(202)	(321)	(202)
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	—	68
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	(8)
Activités de gestion des risques	(4)	(4)	(9)	(61)
Bénéfice sectoriel	105	27	138	353

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

2 Ce poste correspond à notre quote-part du bénéfice de Bruce Power.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a augmenté de 78 millions de dollars et diminué de 215 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, et il tenait compte des postes particuliers suivants, exclus du BAII comparable :

- une perte additionnelle de 60 millions de dollars et de 321 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisée pour le trimestre et la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, respectivement (202 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019) relativement à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- un gain de 68 millions de dollars, avant les impôts, inscrit pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 relativement à la vente de notre centrale de Coolidge, en mai 2019;
- une perte de 8 millions de dollars, avant les impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 découlant de nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, vendus en mai 2019;
- les pertes non réalisées 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a diminué de 65 millions de dollars et de 106 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la mise hors service prévue du réacteur 6 de Bruce Power, le 17 janvier 2020, en vue du programme de RCP le concernant, compensé en partie par la réduction du nombre de jours d'arrêt d'exploitation des autres réacteurs. Le résultat inscrit par Bruce Power pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 comprenait aussi les effets d'une hausse des prix de l'électricité réalisés. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020, bien que la centrale Napanee ait dégagé un résultat supplémentaire jusqu'à cette date après sa mise en service le 13 mars 2020, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River au premier semestre de 2020;
- l'augmentation du résultat des activités de stockage de gaz naturel et d'autres résultats pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, attribuable principalement à l'amélioration de l'accès à nos installations de stockage de gaz naturel et à la réduction du coût des activités d'expansion.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 est resté au même niveau qu'au trimestre correspondant de 2019 et a diminué de 18 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date, 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits ¹	432	499	1 270	1 284
Charges d'exploitation	(206)	(217)	(653)	(660)
Amortissement et autres	(86)	(89)	(278)	(246)
BAIIA comparable et BAII comparable²	140	193	339	378
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	93 %	93 %	88 %	83 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	26	45	195	291
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	16	3	28	57
Volumes des ventes (en GWh) ²	5 510	6 321	15 818	16 817
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁵	78 \$	78 \$	80 \$	75 \$

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

2 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,4 % en 2019) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée et la production du réacteur 6 jusqu'au 17 janvier 2020, date du début du programme de RCP le concernant.

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

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

5 Les 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 le 17 janvier 2020. Les travaux d'entretien prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ont été achevés au deuxième trimestre. Ceux du réacteur 8 ont commencé au troisième trimestre; il est prévu qu'ils soient achevés au cours du quatrième trimestre 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.

TROISIÈME 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 (la perte sectorielle) le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
BAIIA comparable et BAII comparable	(7)	(4)	(3)	(12)
Poste particulier :				
(Pertes) gains de change – prêts intersociétés ¹	(54)	37	223	11
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(61)	33	220	(1)

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

Le bénéfice sectoriel du siège social a diminué de 94 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 tandis qu'il a augmenté de 221 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date, comparativement aux périodes correspondantes de 2019.

La perte sectorielle (le bénéfice sectoriel) comprend les pertes et les gains de change 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 des gains et des pertes de change correspondants, liés aux prêts intersociétés, comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres.

Le BAIIA comparable a diminué de 3 millions de dollars et augmenté de 9 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2019. L'augmentation pour les neuf premiers mois de l'exercice est attribuable principalement à un ajustement apporté à l'impôt sur le capital aux États-Unis comptabilisé au deuxième trimestre de 2020.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(178)	(152)	(511)	(440)
Libellés en dollars US	(324)	(330)	(987)	(989)
Incidence du change	(108)	(106)	(350)	(326)
	(610)	(588)	(1 848)	(1 755)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(17)	(33)	(69)	(121)
Intérêts capitalisés	68	48	219	129
Intérêts débiteurs	(559)	(573)	(1 698)	(1 747)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les intérêts débiteurs ont diminué de 14 millions de dollars et de 49 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 comparativement aux mêmes périodes en 2019, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant principalement à Keystone XL, ainsi qu'à Coastal GasLink, avant le passage à la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation après la vente d'une participation de 65 % dans le projet le 22 mai 2020; cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des intérêts capitalisés après l'achèvement de la construction de la centrale de Napanee, au premier trimestre de 2020. L'augmentation relative à Keystone XL résulte en grande partie de dépenses d'investissement supplémentaires consenties ainsi que de l'inclusion dans le calcul des intérêts capitalisés, par suite de notre décision de poursuivre la construction de l'oléoduc, de coûts en capital précédemment dépréciés. Ces coûts n'ont pas été recapitalisés, mais sont inclus dans notre calcul des intérêts capitalisés, conformément aux PCGR;
- la baisse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Libellée en dollars CA	23	57	83	151
Libellée en dollars US	51	48	126	156
Incidence du change	17	15	45	51
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	91	120	254	358

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 29 millions de dollars et de 104 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 par rapport à celle des mêmes périodes de 2019. La baisse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique en grande partie par la mise en service des projets de croissance du réseau NGTL depuis le troisième trimestre de 2019. La hausse de la provision libellée en dollars américains pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 découle principalement des projets de croissance de Columbia Gas. Enfin, la baisse de la provision libellée en dollars américains pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 s'explique surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula, à compter du 1^{er} janvier 2020, à cause des retards qui entravent toujours la construction, facteur en partie annulé par la poursuite de la construction du projet Villa de Reyes. 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	32	49	87	85
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change – prêts intersociétés	54	(37)	(223)	(11)
Activités de gestion des risques	78	(31)	(24)	176
Intérêts créditeurs et autres	164	(19)	(160)	250

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 183 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, comparativement à la même période en 2019, en raison principalement des facteurs suivants :

- des gains non réalisés en 2020, contre des pertes non réalisées en 2019, comptabilisés sur les activités de gestion des risques principalement par suite d'un affaiblissement du dollar américain au cours du troisième trimestre de 2020 alors qu'au trimestre correspondant de 2019, le dollar américain s'était plutôt raffermi. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable;
- des gains de change comptabilisés en 2020 sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos, contre des pertes de change en 2019. Notre quote-part des pertes et des gains de change compensatoires sur la coentreprise 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. Ces gains et pertes ont été exclus du résultat comparable;
- des intérêts créditeurs moins élevés sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos, par suite de la réduction des taux d'intérêt et de l'affaiblissement du peso mexicain au troisième trimestre de 2020 comparativement aux taux en vigueur en 2019. Notre quote-part des intérêts débiteurs compensatoires est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique.

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 410 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, comparativement à la même période en 2019, en raison principalement des éléments suivants :

- des pertes de change comptabilisées en 2020 sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos, plus élevées qu'en 2019. Notre quote-part des gains de change sur la coentreprise correspondants 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. Ces gains et pertes 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 en 2020 et en 2019, respectivement. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable;
- des intérêts créditeurs moins élevés sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont libellés en pesos, par suite de la réduction des taux d'intérêt et de l'affaiblissement du peso mexicain et de la réduction des taux d'intérêt en 2020 comparativement aux taux en vigueur en 2019. Notre quote-part des intérêts débiteurs compensatoires est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique.
- 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 en 2020.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Charge d'impôts

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(184)	(260)	(520)	(687)
Postes particuliers :				
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	281	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	15	69	119	69
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	—	—	38	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	(154)	—	(154)
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	—	46	—	46
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	32
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	—	(14)
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	2
Activités de gestion des risques	(21)	25	4	(21)
Charge d'impôts	(190)	(274)	(78)	(727)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 76 millions de dollars et de 167 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 comparativement aux mêmes périodes en 2019. La baisse résulte essentiellement de la réduction du résultat avant les impôts, de l'abaissement du taux d'imposition des sociétés en Alberta et de la baisse des impôts sur le bénéficiaire transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Outre l'incidence fiscale des postes particuliers mentionnés pour les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Pipelines de liquides, Énergie et stockage et Siège social, la charge d'impôts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 et la période correspondante de 2019 comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul de la charge d'impôts comprise dans le résultat comparable :

- au premier trimestre de 2020, une reprise de 281 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts a été comptabilisée 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;
- au deuxième trimestre de 2019, un recouvrement d'impôts de 32 millions de dollars sur les soldes d'impôts reportés attribuables à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la CATR et découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta entrée en vigueur en juin 2019.

Le 29 juin 2020, le gouvernement de l'Alberta a proposé d'accélérer la réduction de son taux d'imposition des sociétés et de le faire passer à 8 % dès le 1^{er} juillet 2020. La modification proposée n'a pas encore été adoptée jusqu'à maintenant, mais nous ne nous attendons pas à ce qu'elle ait une incidence significative sur nos états financiers.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(69)	(59)	(228)	(217)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, principalement en raison de la hausse du résultat de TC PipeLines, LP, et elle a aussi augmenté de 11 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date, comparativement à la même période en 2019, concordant avec l'effet positif d'un dollar américain plus élevé en 2020 sur le résultat équivalent en dollars canadiens.

Dividendes sur les actions privilégiées

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(41)	(120)	(123)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

Le 22 mai 2020, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture. Un gain avant les impôts de 364 millions de dollars (402 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisé pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020. Le gain après les impôts comprend le gain sur la vente, l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés et la réévaluation à la juste valeur de notre participation conservée de 35 %, y compris un instrument dérivé servant à couvrir le risque lié aux taux d'intérêt des facilités de crédit conclues pour financer la construction du gazoduc Coastal GasLink. Aux termes de la convention d'achat de titres de capitaux propres, le produit net comprend le remboursement de la quote-part de 65 % des coûts de projet payés jusqu'au 22 mai 2020. Dans le cadre de la transaction, Coastal GasLink nous a confié en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc. À compter de cette date, nous avons aussi commencé à comptabiliser les frais d'aménagement gagnés relativement à la construction du gazoduc au titre des services de gestion et d'administration financière que nous fournissons, et à comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation.

En parallèle avec la vente de cette participation, Coastal GasLink a conclu des facilités de crédit dédiées au projet d'un montant total actuellement fixé à 6,8 milliards de dollars. Ces facilités de crédit serviront à financer la plus grande partie des coûts de construction du gazoduc Coastal GasLink. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink a prélevé 1,6 milliard de dollars sur les facilités, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. Coastal GasLink a aussi conclu, avec TC Énergie, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue assortie de modalités commerciales qui lui procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Le montant prélevé sur cette facilité s'élevait à 250 millions de dollars au 30 septembre 2020, et la facilité a été remboursée intégralement en octobre 2020.

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

L'évaluation des coûts et du calendrier de base du projet mis à jour n'est pas terminée, mais nous nous attendons à une hausse des coûts de projet par rapport à l'estimation communiquée précédemment en raison de l'accroissement de la portée du projet, des retards dans l'obtention de permis et des effets de la COVID-19. Cependant, nous prévoyons que la conclusion de cet exercice ne débouchera pas sur une augmentation importante de nos futurs apports de capitaux propres.

Nous continuons de collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink, auxquelles nous offrirons la possibilité d'investir dans le projet, avec l'option d'acquérir une participation de 10 % dans le gazoduc selon des modalités semblables à celles qui ont été accordées aux partenaires existants.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les travaux sur le terrain se poursuivent le long du tracé du gazoduc et les équipes continuent d'intégrer les directives de la société sur la gestion de la COVID-19 pour assurer la sécurité des travaux de construction. Les travaux en cours comprennent la construction de routes, de ponts et de logements pour les travailleurs, le nivellement de l'emprise et la construction mécanique de la canalisation principale, la majeure partie des canalisations requises ayant déjà été livrées au site.

Réseau de NGTL

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 3,0 milliards de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

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 de 2021. Le gouverneur en conseil a approuvé le programme le 19 octobre 2020 et le réseau de NGTL prévoit entreprendre immédiatement les travaux de construction conformément aux exigences réglementaires. Les travaux sur le terrain visant les postes de compression devraient débuter en décembre 2020 et les travaux de construction du gazoduc, en janvier 2021. Lorsque les installations seront en service, le programme d'expansion du réseau de NGTL offrira une capacité supplémentaire de 1,59 PJ/j (1,45 Gpi³/j) soutenue par des contrats à long terme de réception et de livraison, reliant la production supplémentaire aux marchés intrabassins et d'exportation en croissance. La mise en service devrait s'échelonner jusqu'en 2021 et tous les tronçons du programme devraient être achevés d'ici avril 2022.

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

North Montney

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

Barème tarifaire du réseau de NGTL

En mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'ONÉ. 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL

Le 17 août 2020, la REC a approuvé le règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 du réseau de NGTL négocié avec ses clients et d'autres parties intéressées. Le règlement, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020, reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions 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.

Réseau principal au Canada

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 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, ses clients et d'autres parties prenantes. Le règlement, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2021, établit un taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions réputé de 40 % et prévoit un incitatif pour l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour l'exploitant.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Projet d'accès du Wisconsin

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

Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower

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

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 également 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

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

GAZODUCS – MEXIQUE

Tula et Villa de Reyes

Les procédures d'arbitrage de la CFE visant les projets Villa de Reyes et Tula ont débuté en juin 2019, le litige portant sur les paiements de frais fixes de capacité en cas d'événements de force majeure. Les procédures d'arbitrage sont suspendues jusqu'au premier trimestre de 2021 pendant que la direction mène des négociations avec la CFE.

Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent. Le projet a été reporté en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 qui ont entravé notre capacité d'obtenir des autorisations de travaux à cause des fermetures des bureaux administratifs de l'État. Nous prévoyons achever la construction de Villa de Reyes au premier semestre de 2021.

PIPELINES DE LIQUIDES

Keystone XL

Le 31 mars 2020, nous avons annoncé notre intention d'aller de l'avant avec la construction de Keystone XL, ce qui devrait nécessiter 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 le reste de notre apport 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. 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 sur les marchés des capitaux d'emprunt les prélèvements de 4,2 milliards de dollars américains effectués sur notre facilité de crédit.

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 Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis (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 de l'utiliser pour autoriser la construction de Keystone XL à travers les terres humides et d'autres étendues d'eau des États-Unis. Cette décision a ultérieurement été limitée à la construction des nouveaux oléoducs et gazoducs. La Cour d'appel du Neuvième District des États-Unis a rejeté des requêtes de sursis à l'égard de cette décision en attendant l'appel et une demande subséquente de sursis à la Cour suprême des États-Unis a été accordée, sauf en ce qui concerne Keystone XL. Keystone XL emploie d'autres moyens d'obtenir des permis pour décrocher l'autorisation réglementaire de construire l'oléoduc à travers les terres humides et des étendues d'eau.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Le 29 mai 2020, une plainte a été déposée à la Cour fédérale de district du Montana par divers groupes autochtones contre le Bureau of Land Management des États-Unis (le « BLM ») et le USACE pour faire annuler l'emprise sur des terres fédérales accordée par le BLM et la permission de l'USACE concernant les terres traversées par le fleuve Missouri au Montana obtenue plus tôt cette année. L'emprise accordée par le BLM a aussi été contestée devant la même cour du Montana par un groupe d'organismes non gouvernementaux dans une plainte déposée le 14 juillet 2020. Nous sommes intervenus et nous continuerons de gérer activement cette affaire ainsi que les autres questions d'ordre juridique et réglementaire à mesure que le projet avance.

Les décisions concernant la contestation du permis présidentiel de 2019 présentée par certains groupes environnementaux et autochtones n'ont pas encore été rendues par la Cour de district des États-Unis au Montana. Le 16 octobre 2020, le tribunal a rejeté la demande d'injonction et ordonné qu'un exposé supplémentaire sur la contestation constitutionnelle du permis lui soit présenté dans les trente jours.

ÉNERGIE ET STOCKAGE

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

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

Le 29 avril 2020, nous avons 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, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Des pertes avant les impôts de 60 millions de dollars (45 millions de dollars après les impôts) et de 321 millions de dollars (202 millions de dollars après les impôts) ont été comptabilisées respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020. La perte totale de 600 millions de dollars avant les impôts (396 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tient compte des pertes comptabilisées en 2019 alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente ainsi que de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés.

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 la comptabilisation d'obligations postérieures à la clôture estimées au moment de la clôture et par leur révision subséquente constatée au cours du troisième trimestre de 2020. En parallèle avec les ajustements postérieurs à la clôture, cette perte pourrait aussi être révisée de nouveau, ultérieurement, lorsque les estimations actuelles seront révisées et pour tenir compte d'éléments ne pouvant être estimés à la clôture, notamment le règlement des réclamations d'assurance en cours.

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

À la fin 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. Cet avis de force majeure porte sur le programme de RCP du réacteur 6 et sur certains travaux de gestion d'actifs. Le 11 mai 2020, les travaux ont repris dans le cadre des programmes de RCP du réacteur 6 et de gestion d'actifs et des mesures de prévention supplémentaires ont été mises en place pour assurer la sécurité des travailleurs dans le contexte de la COVID-19, et les activités liées au chemin critique progressent. L'incidence du cas de force majeure dépendra en définitive de l'ampleur et de la durée des perturbations causées par la pandémie et du succès des mesures d'atténuation qui auront été prises.

Le 1^{er} octobre 2020, le projet de RCP du réacteur 6 a franchi un jalon important, alors que la phase de préparation a pris fin et que le programme de remplacement de la conduite d'alimentation et du canal de combustible a débuté. Les activités d'exploitation des autres réacteurs se poursuivent comme en temps normal, les arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ayant été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2020, et l'arrêt d'exploitation du réacteur 8, qui a lieu actuellement, progresse selon l'échéancier prévu.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

SIÈGE SOCIAL

Départ à la retraite de notre président et chef de la direction, Russ Girling

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

Projet d'achat de parts ordinaires de TC PipeLines, LP

Le 5 octobre 2020, nous avons annoncé une offre non contraignante visant l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation dans le public de notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. Aux termes de la proposition, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP recevraient 0,65 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Le ratio d'échange proposé reflète une valeur d'environ 1,48 milliard de dollars américains pour la totalité des parts ordinaires détenues dans le public de TC PipeLines, LP, soit 35,2 millions d'actions ordinaires de TC Énergie, en fonction du cours de l'action ordinaire le 2 octobre 2020. La transaction est conditionnelle à l'examen et à la recommandation favorable par un comité indépendant sur les conflits du conseil d'administration du commandité de TC PipeLines, LP ainsi qu'à l'approbation des conseils d'administration de TC PipeLines, LP et de TC Énergie et des porteurs d'une majorité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP, et à l'obtention des approbations réglementaires habituelles.

TROISIÈME 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.

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

- l'engagement du gouvernement de l'Alberta envers Keystone XL sous forme d'apports de capitaux propres de 1,1 milliard de dollars américains et de la garantie d'un financement par emprunt de projet de 4,2 milliards de dollars américains;
- la clôture de la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars;
- la clôture de la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink pour un produit net de 656 millions de dollars;
- l'établissement de facilités de crédit de projet de premier rang garanties de sept ans pour Coastal GasLink d'un montant actuellement fixé à 6,8 milliards de dollars. Immédiatement avant la vente de la participation, une somme de 1,6 milliard de dollars a été prélevée sur ces facilités de crédit, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie;
- l'émission par TransCanada PipeLines Limited de billets à moyen terme à sept ans portant intérêt au taux fixe de 3,80 % par année d'un montant de 2,0 milliards de dollars et de billets de premier rang non garantis à dix ans portant intérêt au taux fixe de 4,10 % par année d'un montant de 1,25 milliard de dollars américains;
- la conclusion de facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars américains.

Ces transactions témoignent de notre capacité continue d'accéder aux marchés des capitaux dans toutes les conditions de marché, y compris durant des périodes de perturbations comme celle qui découle de la COVID-19. De concert avec nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, nos fonds en caisse, nos importantes facilités de crédit confirmées et divers autres leviers financiers que nous pouvons utiliser, elles nous positionnent de sorte que nous puissions continuer de financer nos obligations, notre programme d'investissement et nos dividendes, même s'il devait arriver que des conditions de marché aussi difficiles se produisent à nouveau. Nous prévoyons que la COVID-19 et la volatilité des prix des produits de base jusqu'à présent en 2020 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Au 30 septembre 2020, notre actif à court terme s'élevait à 5,1 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 10,1 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,9 milliards de dollars, comparativement à 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2019. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 13,0 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 11,5 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,5 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Au 30 septembre 2020, nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars peut encore être prélevée;
- 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.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 783	1 585	5 119	5 256
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(120)	(140)	187	(329)
Fonds provenant de l'exploitation	1 663	1 445	5 306	4 927
Postes particuliers :				
Charge d'impôts exigibles découlant de la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	357	—	357
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	8
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 663	1 802	5 306	5 292

RENTRÉES NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 198 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 par rapport à celles de la période correspondante de 2019 en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 137 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 unités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 139 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, baisse qui est principalement imputable à la diminution du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et à la réduction des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 14 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, hausse qui est principalement attribuable à la comptabilisation de frais relativement à la construction de Sur de Texas et de Coastal GasLink, à la diminution de l'impôt exigible et au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée relative à la base d'investissement sur le réseau de NGTL, facteurs en partie contrebalancés par la réduction des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 063)	(1 818)	(6 049)	(5 411)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(184)	(122)	(565)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(187)	(133)	(498)	(453)
	(2 250)	(2 135)	(6 669)	(6 429)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	1 807	3 407	2 398
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	—	186
Prêt à une société liée	(250)	—	(250)	—
Montants reportés et autres	(137)	(73)	(359)	(154)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 637)	(401)	(3 871)	(3 999)

En 2020, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL et des projets de Columbia Gas, de la construction de Keystone XL, de la construction du gazoduc Coastal GasLink avant la vente d'une participation de 65 % et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2020 par rapport à 2019 reflète les dépenses plus élevées consacrées à Keystone XL et à Columbia Gas, en partie contrebalancées par la diminution des sommes affectées au réseau de NGTL et à Napanee.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement en 2020 et en 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.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2020 comparativement à 2019, en raison surtout des apports versés à Coastal GasLink après la vente d'une participation de 65 % le 22 mai 2020 et des apports plus importants versés à Bruce Power, en partie contrebalancés par notre quote-part du financement par emprunt en 2019 du projet Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019.

Au deuxième trimestre de 2020, nous avons conclu la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars et la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink pour un produit net de 656 millions de dollars.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2019 sont attribuables aux financements de Bruce Power visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. Nous n'avons reçu aucune distribution de ce type en 2020.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

TC Énergie et Coastal GasLink ont établi une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue visant à procurer des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020, un montant de 250 millions de dollars a été prélevé sur cette facilité; ce montant a été remboursé en entier en octobre 2020. Se reporter à note 6, intitulée « Prêts à des sociétés liées », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Billets à payer émis (remboursés), montant net	338	(2 584)	(2 765)	(688)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	35	1 994	5 571	3 015
Remboursements de titres d'emprunt à long terme	—	(1)	(2 241)	(1 835)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 441	—	1 441
Perte sur le règlement d'instruments financiers	—	—	(130)	—
Dividendes et distributions versés	(854)	(549)	(2 514)	(1 628)
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	524	—	578	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	3	83	86	242
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	46	384	(1 415)	547

En mai 2020, Coastal GasLink a prélevé 1,6 milliard de dollars sur ses facilités de crédit de financement de projet à long terme, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie avant la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

En avril 2020, nous avons émis pour 2,0 milliards de dollars de billets à moyen terme portant intérêt à un taux fixe de 3,80 % par année et pour 1,25 milliard de dollars américains de billets de premier rang non garantis portant intérêt à un taux fixe de 4,10 % par année.

En juin 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 3,30 % par année. 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 % par année. Pour plus d'information sur la dette à long terme, se reporter à la note 7, intitulée « Dette à long terme », de nos états financiers consolidés condensés.

Des instruments financiers servant à gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission, au deuxième trimestre de 2020, de titres d'emprunt libellés en dollars américains ont été réglés à la juste valeur, ce qui a donné lieu à un paiement total de 130 millions de dollars.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les filiales de Keystone XL qui nous appartiennent ont émis des titres de catégorie A se chiffrant à 720 millions de dollars en faveur du gouvernement de l'Alberta au titre de l'engagement en capitaux propres de 578 millions de dollars de ce dernier à l'égard du projet ainsi que des billets à recevoir connexes d'un équivalent en dollars canadiens de 133 millions de dollars échéant d'ici le 31 décembre 2020. La composante libellée en dollars américains des billets à recevoir est convertie en dollars canadiens à chaque date de clôture. Se reporter à note 8, intitulée « Participation sans contrôle rachetable », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 28 octobre 2020, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,81 \$ par action, payables le 29 janvier 2021 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2020.

PROGRAMME D'ÉMISSION AU COURS DU MARCHÉ DE TC ÉNERGIE

Nous avons l'intention de déposer au quatrième trimestre de 2020 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.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 23 octobre 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 5 millions qui pouvaient être exercées.

Le 30 juin 2020, 401 590 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 865 362 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 23 octobre 2020, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 12,9 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 8,7 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 4,2 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars peut encore être prélevée, 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 ont diminué d'environ 2,7 milliards de dollars par rapport à ceux présentés au 31 décembre 2019, en raison surtout de la conclusion, le 22 mai 2020, de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink. Compte tenu de cette vente, Coastal GasLink est principalement financé par un financement de projet, par le recouvrement de paiements en trésorerie relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et par les apports de nos partenaires, dont la société représente 35 %; notre participation est comptabilisée selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont aussi été ajustés pour tenir compte de la réalisation dans le cours normal des activités des contrats relatifs à la construction et des nouveaux engagements liés aux projets d'investissement, principalement Keystone XL.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième 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.

TROISIÈME 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 pourrait être 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 deux ans au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 30 septembre 2020	1,33
trimestre clos le 30 septembre 2019	1,32
période de neuf mois close le 30 septembre 2020	1,35
période de neuf mois close le 30 septembre 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.

Principaux montants libellés en dollars US

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	483	459	1 556	1 550
BAII comparable des gazoducs au Mexique ¹	125	122	455	349
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	187	306	580	894
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(324)	(330)	(987)	(989)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	38	9	89	24
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	51	48	126	156
Participations sans contrôle et autres comparables libellés en dollars US	(56)	(46)	(178)	(174)
	504	568	1 641	1 810

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

L'effet combiné de la pandémie de COVID-19 et des perturbations sans précédent de la demande et de l'offre d'énergie a provoqué une importante volatilité des prix des produits de base et a restreint l'accès aux marchés financiers pour un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous avons resserré notre surveillance des contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières en raison des événements récents survenus sur le marché et du contexte commercial difficile. 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 30 septembre 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

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

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

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 à certains moments en 2020, mais nous avons pris des mesures pour renforcer encore notre situation financière et atténuer notre exposition à ces risques.

PRÊTS À DES SOCIÉTÉS LIÉES

Coastal GasLink

Nous avons conclu avec Coastal GasLink, parallèlement à la vente de notre participation le 22 mai 2020, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue, dont la capacité se chiffrait à 1,0 milliard de dollars au 30 septembre 2020. Cette facilité procure des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet, et elle porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché. Au 30 septembre 2020, les autres actifs à court terme au bilan consolidé condensé comprenaient un prêt courant à Coastal GasLink de 250 millions de dollars. Ce prêt a été remboursé intégralement en octobre 2020.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Sur de Texas

Au 30 septembre 2020, notre bilan consolidé condensé reflétait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars (20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars 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. L'état consolidé condensé des résultats reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels sont entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part de 60 % du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

(en millions de dollars)	trimestres clos les		périodes de neuf mois		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	30 septembre		closes les 30 septembre		
	2020	2019	2020	2019	
Intérêts créditeurs ¹	25	38	87	110	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(25)	(38)	(87)	(110)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Gains (pertes) de change ¹	54	(37)	(223)	(11)	Intérêts créditeurs et autres
(Pertes) gains de change ¹	(54)	37	223	11	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

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.

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)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Autres actifs à court terme	318	190
Actifs incorporels et autres actifs	12	7
Créditeurs et autres	(280)	(115)
Autres passifs à long terme	(75)	(81)
	(25)	1

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(2)	(69)	14	(98)
Change	78	(31)	(24)	176
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	68	132	146	319
Change	(11)	(9)	(62)	(68)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	2	1	4	(8)
Taux d'intérêt	(6)	1	(10)	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 de change sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres.

2 Au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 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, intitulée « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés condensés de la société.

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 30 septembre 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 troisième 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2020				2019			2018
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	3 195	3 089	3 418	3 263	3 133	3 372	3 487	3 904
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	904	1 281	1 148	1 108	739	1 125	1 004	1 092
Résultat comparable	893	863	1 109	970	970	924	987	946
Données par action								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,96 \$	1,36 \$	1,22 \$	1,18 \$	0,79 \$	1,21 \$	1,09 \$	1,19 \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,95 \$	0,92 \$	1,18 \$	1,03 \$	1,04 \$	1,00 \$	1,07 \$	1,03 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,81 \$	0,81 \$	0,81 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	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 et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

TROISIÈME 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 troisième trimestre de 2020 est également exclue :

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

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

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

Du résultat comparable du premier trimestre de 2020 sont également 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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.

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits				
Gazoducs – Canada	1 162	1 016	3 281	2 939
Gazoducs – États-Unis	1 186	1 176	3 745	3 691
Gazoducs – Mexique	156	151	562	455
Pipelines de liquides	606	694	1 827	2 233
Énergie et stockage	85	96	287	674
	3 195	3 133	9 702	9 992
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	200	334	934	695
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	976	982	2 829	2 819
Achats de produits de base revendus	—	—	—	365
Impôts fonciers	174	178	549	546
Amortissement	673	610	1 938	1 839
	1 823	1 770	5 316	5 569
(Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente	(66)	(112)	43	(44)
Charges financières				
Intérêts débiteurs	559	573	1 698	1 747
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(91)	(120)	(254)	(358)
Intérêts créditeurs et autres charges	(164)	19	160	(250)
	304	472	1 604	1 139
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 202	1 113	3 759	3 935
Charge d'impôts				
Exigibles	100	452	287	724
Reportés	90	(178)	(209)	3
	190	274	78	727
Bénéfice net	1 012	839	3 681	3 208
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	69	59	228	217
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	943	780	3 453	2 991
Dividendes sur les actions privilégiées	39	41	120	123
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	904	739	3 333	2 868
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,96 \$	0,79 \$	3,55 \$	3,09 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	940	932	940	927
Dilué	940	933	940	928

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net	1 012	839	3 681	3 208
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	(491)	225	417	(530)
Reclassement dans le bénéfice net de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	(4)	—	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	26	(9)	(6)	24
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(1)	(26)	(578)	(85)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	10	4	480	10
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	3	1	8
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	14	3	(6)	7
Autres éléments du résultat étendu	(438)	196	308	(579)
Résultat étendu	574	1 035	3 989	2 629
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	35	74	263	151
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	539	961	3 726	2 478
Dividendes sur les actions privilégiées	39	41	120	123
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	500	920	3 606	2 355

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	1 012	839	3 681	3 208
Amortissement	673	610	1 938	1 839
Impôts reportés	90	(178)	(209)	3
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(200)	(334)	(934)	(695)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	277	339	802	888
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	(22)	3	(6)	(27)
Perte nette (gain net) sur les actifs vendus ou destinés à la vente	66	112	(43)	44
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(63)	(76)	(168)	(225)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(76)	100	10	(78)
(Gains) pertes de change sur un prêt à une société liée	(54)	37	223	11
Autres	(40)	(7)	12	(41)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	120	140	(187)	329
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 783	1 585	5 119	5 256
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 063)	(1 818)	(6 049)	(5 411)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(184)	(122)	(565)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(187)	(133)	(498)	(453)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	1 807	3 407	2 398
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	—	186
Prêt à une société liée	(250)	—	(250)	—
Montants reportés et autres	(137)	(73)	(359)	(154)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 637)	(401)	(3 871)	(3 999)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	338	(2 584)	(2 765)	(688)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	35	1 994	5 571	3 015
Remboursements sur la dette à long terme	—	(1)	(2 241)	(1 835)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 441	—	1 441
Perte sur le règlement d'instruments financiers	—	—	(130)	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(761)	(459)	(2 226)	(1 344)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(40)	(121)	(120)
Distributions aux participations sans contrôle	(54)	(50)	(167)	(164)
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	524	—	578	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	3	83	86	242
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	46	384	(1 415)	547
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	(19)	15	16	(1)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(827)	1 583	(151)	1 803
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	2 019	666	1 343	446
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 192	2 249	1 192	2 249

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 192	1 343
Débiteurs	2 056	2 422
Stocks	501	452
Actifs destinés à la vente	—	2 807
Autres	1 375	627
	5 124	7 651
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 29 340 \$ et 27 318 \$	70 544	65 489
Prêt à une société liée	1 259	1 434
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	7 190	6 506
Placements restreints	1 832	1 557
Actifs réglementaires	1 737	1 587
Écart d'acquisition	13 245	12 887
Actifs incorporels et autres actifs	931	2 168
	101 862	99 279
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 772	4 300
Créditeurs et autres	4 219	4 544
Dividendes à payer	773	737
Intérêts courus	651	613
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 653	2 705
	10 068	12 899
Passifs réglementaires	4 145	3 772
Autres passifs à long terme	1 512	1 614
Passifs d'impôts reportés	5 791	5 703
Dette à long terme	36 881	34 280
Billets subordonnés de rang inférieur	8 814	8 614
	67 211	66 882
Participation sans contrôle rachetable	719	—
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	24 483	24 387
Émises et en circulation : 30 septembre 2020 – 940 millions d'actions 31 décembre 2019 – 938 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	—	—
Bénéfices non répartis	5 025	3 955
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 286)	(1 559)
Participations assurant le contrôle	32 202	30 763
Participations sans contrôle	1 730	1 634
	33 932	32 397
	101 862	99 279

Engagements, éventualités et garanties (note 14)

Entités à détenteurs de droits variables (note 15)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	24 480	23 795	24 387	23 174
Actions émises :				
À l'exercice d'options sur actions	3	93	96	270
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	240	—	684
Solde à la fin de la période	24 483	24 128	24 483	24 128
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de la période	3 980	3 980	3 980	3 980
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	—	5	—	17
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	2	(8)	(1)	(20)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(2)	3	1	3
Solde à la fin de la période	—	—	—	—
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	4 880	3 534	3 955	2 773
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	943	780	3 453	2 991
Dividendes sur les actions ordinaires	(762)	(701)	(2 284)	(2 090)
Dividendes sur les actions privilégiées	(38)	(41)	(98)	(102)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	2	(3)	(1)	(3)
Solde à la fin de la période	5 025	3 569	5 025	3 569
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	(882)	(1 300)	(1 559)	(606)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(404)	181	273	(513)
Solde à la fin de la période	(1 286)	(1 119)	(1 286)	(1 119)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle				
	32 202	30 558	32 202	30 558
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	1 753	1 618	1 634	1 655
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	67	59	229	217
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(34)	15	35	(66)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(56)	(49)	(168)	(163)
Solde à la fin de la période	1 730	1 643	1 730	1 643
Total des capitaux propres	33 932	32 201	33 932	32 201

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 en raison surtout de ce qui 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 au Canada.

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.

TROISIÈME 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 et ne devraient avoir aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

3. Informations sectorielles

trimestre clos le 30 septembre 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	1 162	1 186	156	606	85	—	3 195
Produits intersectoriels	—	41	—	—	—	(41) ²	—
	1 162	1 227	156	606	85	(41)	3 195
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	65	26	19	144	(54) ³	200
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(423)	(352)	(12)	(178)	(45)	34 ²	(976)
Impôts fonciers	(73)	(77)	—	(23)	(1)	—	(174)
Amortissement	(326)	(219)	(28)	(82)	(18)	—	(673)
Perte nette sur la vente d'actifs	(6)	—	—	—	(60)	—	(66)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	334	644	142	342	105	(61)	1 506
Intérêts débiteurs							(559)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							91
Intérêts créditeurs et autres ³							164
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 202
Charge d'impôts							(190)
Bénéfice net							1 012
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(69)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							943
Dividendes sur les actions privilégiées							(39)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							904

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

trimestre clos le 30 septembre 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	1 016	1 176	151	694	96	—	3 133
Produits intersectoriels	—	40	—	—	4	(44) ²	—
	1 016	1 216	151	694	100	(44)	3 133
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	60	12	18	203	37 ³	334
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(380)	(393)	(11)	(185)	(53)	40 ²	(982)
Impôts fonciers	(68)	(86)	—	(22)	(2)	—	(178)
Amortissement	(289)	(192)	(27)	(83)	(19)	—	(610)
Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente	—	21	—	69	(202)	—	(112)
Bénéfice sectoriel	283	626	125	491	27	33	1 585
Intérêts débiteurs							(573)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							120
Intérêts créditeurs et autres ³							(19)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 113
Charge d'impôts							(274)
Bénéfice net							839
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(59)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							780
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							739

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

période de neuf mois close le 30 septembre 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	3 281	3 745	562	1 827	287	—	9 702
Produits intersectoriels	—	126	—	—	7	(133) ²	—
	3 281	3 871	562	1 827	294	(133)	9 702
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	196	99	56	355	223 ³	934
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 183)	(1 099)	(41)	(498)	(138)	130 ²	(2 829)
Impôts fonciers	(219)	(249)	—	(77)	(4)	—	(549)
Amortissement	(941)	(612)	(88)	(249)	(48)	—	(1 938)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	364	—	—	—	(321)	—	43
Bénéfice sectoriel	1 307	2 107	532	1 059	138	220	5 363
Intérêts débiteurs							(1 698)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							254
Intérêts créditeurs et autres ³							(160)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 759
Charge d'impôts							(78)
Bénéfice net							3 681
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(228)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							3 453
Dividendes sur les actions privilégiées							(120)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							3 333

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

période de neuf mois close le 30 septembre 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	2 939	3 691	455	2 233	674	—	9 992
Produits intersectoriels	—	123	—	—	15	(138) ²	—
	2 939	3 814	455	2 233	689	(138)	9 992
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	8	196	22	46	412	11 ³	695
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 085)	(1 127)	(37)	(518)	(178)	126 ²	(2 819)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(365)	—	(365)
Impôts fonciers	(206)	(258)	—	(77)	(5)	—	(546)
Amortissement	(862)	(565)	(86)	(260)	(66)	—	(1 839)
Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente	—	21	—	69	(134)	—	(44)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	794	2 081	354	1 493	353	(1)	5 074
Intérêts débiteurs							(1 747)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							358
Intérêts créditeurs et autres ³							250
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 935
Charge d'impôts							(727)
Bénéfice net							3 208
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(217)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							2 991
Dividendes sur les actions privilégiées							(123)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							2 868

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

TOTAL DE L'ACTIF PAR SECTEUR

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Gazoducs – Canada	22 386	21 983
Gazoducs – États-Unis	44 480	41 627
Gazoducs – Mexique	7 628	7 207
Pipelines de liquides	17 130	15 931
Énergie et stockage	5 163	7 788
Siège social	5 075	4 743
	101 862	99 279

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

4. Produits

VENTILATION DES PRODUITS

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2020 et 2019 :

trimestre clos le 30 septembre 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	1 135	1 005	150	537	—	2 827
Électricité	—	—	—	—	40	40
Stockage de gaz naturel et autres ¹	27	165	6	—	15	213
	1 162	1 170	156	537	55	3 080
Autres produits ^{2,3}	—	16	—	69	30	115
	1 162	1 186	156	606	85	3 195

- 1 Comprennent des produits de 27 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour la construction du gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie au 30 septembre 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.
- 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 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 33 millions de dollars.

trimestre clos le 30 septembre 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	1 016	1 008	149	614	—	2 787
Électricité	—	—	—	—	58	58
Stockage de gaz naturel et autres	—	147	2	1	13	163
	1 016	1 155	151	615	71	3 008
Autres produits ^{1,2}	—	21	—	79	25	125
	1 016	1 176	151	694	96	3 133

- 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 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 38 millions de dollars.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

période de neuf mois close le 30 septembre 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	3 242	3 194	458	1 670	—	8 564
Électricité	—	—	—	—	143	143
Stockage de gaz naturel et autres ¹	39	494	104	2	54	693
	3 281	3 688	562	1 672	197	9 400
Autres produits ^{2,3}	—	57	—	155	90	302
	3 281	3 745	562	1 827	287	9 702

1 Comprennent des produits de 116 millions de dollars tirés des frais versés par des sociétés liées, dont 77 millions de dollars pour la construction du gazoduc Sur de Texas détenu dans une proportion de 60 % par TC Énergie et 39 millions de dollars pour la construction du gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie au 30 septembre 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.

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 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 98 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 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	2 939	3 140	451	1 824	—	8 354
Électricité	—	—	—	—	599	599
Stockage de gaz naturel et autres	—	481	4	3	55	543
	2 939	3 621	455	1 827	654	9 496
Autres produits ^{1,2}	—	70	—	406	20	496
	2 939	3 691	455	2 233	674	9 992

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 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 149 millions de dollars.

SOLDES DES CONTRATS

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2020	31 décembre 2019	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 371	1 458	Débiteurs
Actifs sur contrats	302	153	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	212	102	Actifs incorporels et autres actifs
Passifs sur contrats ¹	84	61	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	234	226	Autres passifs à long terme

1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, des produits de 10 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 30 septembre 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 25,0 milliards de dollars, dont une tranche de 1,5 milliard 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 30 septembre 2020, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, y compris les frais versés par les sociétés liées, qui s'échelonnent jusqu'en 2044, se sont établis à environ 1,3 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 0,2 milliard de dollars devrait être constatée avant la fin de 2020.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

5. Impôts sur le bénéfice

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019 étaient de 2 % et de 18 %, respectivement. La réduction du taux d'imposition effectif en 2020 découle principalement d'une reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts afférente à Keystone XL, de la tranche non imposable des gains en capital et des reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts associées à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (le « gazoduc Coastal GasLink ») et à celle des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario dont il est question ci-dessous, ainsi que de la réduction du résultat avant les impôts, de la diminution du taux d'imposition des sociétés en Alberta et des impôts sur le bénéfice transférés moindres relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

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. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la société a comptabilisé les montants suivants afférents à des reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts :

- le 31 mars 2020, un montant de 281 millions de dollars 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;
- le 29 avril 2020, un montant de 21 millions de dollars se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- le 22 mai 2020, un montant de 89 millions de dollars se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink.

Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario et sur la vente d'une participation dans le gazoduc Coastal GasLink.

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 30 septembre 2020.

Diminution du taux d'imposition en Alberta

Le 29 juin 2020, le gouvernement de l'Alberta a proposé d'accélérer la réduction de son taux d'imposition des sociétés et de le faire passer à 8 % dès le 1^{er} juillet 2020. Même si la modification proposée n'a pas encore été adoptée, la société ne s'attend pas à ce qu'elle ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

6. Prêts à des sociétés liées

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

Coastal GasLink

La société a conclu avec Coastal GasLink, parallèlement à la vente de sa participation le 22 mai 2020, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue, dont la capacité se chiffrait à 1,0 milliard de dollars au 30 septembre 2020, dans le but de procurer des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Cette facilité porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché. Au 30 septembre 2020, les autres actifs à court terme au bilan consolidé condensé comprenaient un prêt courant à Coastal GasLink de 250 millions de dollars. Ce prêt a été remboursé intégralement en octobre 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.

Sur de Texas

Au 30 septembre 2020, le bilan consolidé condensé de la société reflétait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars (20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars 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. L'état consolidé condensé des résultats de la société reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels sont entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans la quote-part de 60 % de TC Énergie dans le bénéfice de Sur de Texas comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf mois		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	30 septembre		closes les 30 septembre		
	2020	2019	2020	2019	
Intérêts créditeurs ¹	25	38	87	110	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(25)	(38)	(87)	(110)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Gains (pertes) de change ¹	54	(37)	(223)	(11)	Intérêts créditeurs et autres
(Pertes) gains de change ¹	(54)	37	223	11	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

7. Dette à long terme

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Avril 2020	Billets de premier rang non garantis	Avril 2030	1 250 US	4,10 %
	Avril 2020	Billets à moyen terme	Avril 2027	2 000	3,80 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	175 US	3,12 %
COASTAL GASLINK PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP¹					
	Avril 2020	Facilités de crédit garanties de premier rang	Avril 2027	1 603	Variable

- ¹ Le 22 mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink et comptabilisé par la suite sa participation résiduelle de 35 % selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Parallèlement à la vente de cette participation, Coastal GasLink a obtenu des facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties et effectué, immédiatement avant la vente de la participation, un prélèvement initial de 1,6 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 %	
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	3,30 %	
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	100 US	5,29 %	

- 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2020.

Le 1^{er} octobre 2020, TransCanada Pipelines Limited a remboursé pour 1,0 milliard de dollars américains de billets de premier rang non garantis à taux fixe de 3,80 %.

INTÉRÊTS CAPITALISÉS

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, TC Énergie a capitalisé des intérêts de l'ordre de 68 millions de dollars et de 219 millions de dollars respectivement (48 millions de dollars et 129 millions de dollars respectivement en 2019) en lien avec des projets d'investissement.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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.

Parallèlement à cette entente, les filiales de Keystone XL appartenant à la société ont émis des titres de catégorie A d'un montant de 720 millions de dollars en faveur du gouvernement de l'Alberta au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 et comptabilisé, pour un montant de 133 millions de dollars au 30 septembre 2020, 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.

TC Énergie dispose d'une option d'achat pouvant être exercée en tout temps en vue de racheter, auprès du gouvernement de l'Alberta, les titres de catégorie A. Quant au gouvernement de l'Alberta, il peut se prévaloir d'une option de vente de ses titres de catégorie A à la société 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 augmente chaque trimestre et la valeur comptable des titres de catégorie A est ajustée en conséquence.

Le tableau qui suit présente la variation de la participation sans contrôle rachetable :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestre clos le 30 septembre 2020	période de neuf mois close le 30 septembre 2020
Solde au début de la période	325	—
Titres de catégorie A émis	392	720
Bénéfice net (perte nette) attribuable à la participation sans contrôle rachetable ¹	2	(1)
Solde à la fin de la période	719	719

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

9. Actions ordinaires et actions privilégiées

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

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
par action ordinaire	0,81	0,75	2,43	2,25
par action privilégiée de série 1	0,22	0,20	0,65	0,61
par action privilégiée de série 2	0,14	0,23	0,58	0,68
par action privilégiée de série 3	0,11	0,13	0,37	0,40
par action privilégiée de série 4	0,10	0,19	0,46	0,56
par action privilégiée de série 5	0,14	0,14	0,42	0,42
par action privilégiée de série 6	0,11	0,20	0,42	0,60
par action privilégiée de série 7	0,24	0,24	0,73	0,74
par action privilégiée de série 9	0,24	0,27	0,71	0,80
par action privilégiée de série 11	0,24	0,24	0,48	0,48
par action privilégiée de série 13	0,34	0,34	0,69	0,69
par action privilégiée de série 15	0,31	0,31	0,61	0,61

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le 30 juin 2020, 401 590 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 865 362 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 30 septembre 2020 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(489)	(2)	(491)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	34	(8)	26
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(1)	—	(1)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	13	(3)	10
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	(2)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	18	(4)	14
Autres éléments du résultat étendu	(419)	(19)	(438)

trimestre clos le 30 septembre 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	219	6	225
Reclassement dans le bénéfice net des gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	(4)	—	(4)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(12)	3	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(34)	8	(26)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	5	(1)	4
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	—	3
Autres éléments du résultat étendu	181	15	196

période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	347	70	417
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(8)	2	(6)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(766)	188	(578)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	639	(159)	480
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	(1)	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(8)	2	(6)
Autres éléments du résultat étendu	206	102	308

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

période de neuf mois close le 30 septembre 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(516)	(14)	(530)
Reclassement dans le bénéfice net des gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	(13)	—	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	32	(8)	24
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(108)	23	(85)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	13	(3)	10
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	11	(3)	8
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	6	7
Autres éléments du résultat étendu	(580)	1	(579)

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

trimestre clos le 30 septembre 2020 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2020	64	(151)	(317)	(478)	(882)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(428)	(1)	—	11	(418)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	7	4	3	14
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(428)	6	4	14	(404)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2020	(364)	(145)	(313)	(464)	(1 286)

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 37 millions de dollars, de néant et de néant, respectivement.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

période de neuf mois close le 30 septembre 2020			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)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie			
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	366	(562)	—	(15)	(211)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	475	1	8	484
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	366	(87)	1	(7)	273
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2020	(364)	(145)	(313)	(464)	(1 286)

- 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 de 45 millions de dollars, de pertes de 16 millions de dollars et de gains de 1 million de dollars, respectivement, liés à une participation sans contrôle.
- 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 32 millions de dollars (24 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 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.

TROISIÈME 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 ¹
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	2019	2020	2019	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	—	(4)	—	(4)	Produits (Énergie et stockage)
Taux d'intérêt	(10)	(3)	(21)	(10)	Intérêts débiteurs
Taux d'intérêt	—	—	(613)	—	(Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente ²
	(10)	(7)	(634)	(14)	Total avant les impôts
	3	1	159	3	Charge d'impôts ²
	(7)	(6)	(475)	(11)	Déduction faite des impôts ³
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des pertes actuarielles	(6)	(4)	(2)	(11)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴
	2	1	1	3	Charge d'impôts
	(4)	(3)	(1)	(8)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	(4)	(3)	(11)	(9)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	1	—	3	—	Charge d'impôts
	(3)	(3)	(8)	(9)	Déduction faite des impôts
Écarts de conversion					
Gains de change sur la cession d'établissements étrangers	—	4	—	13	(Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente
	—	—	—	—	Charge d'impôts
	—	4	—	13	Déduction faite des impôts

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

2 Représente une perte de 613 millions de dollars (459 millions de dollars, déduction faite des impôts) liée à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé dans le cadre de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 3 millions de dollars et de 5 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement (gains de 2 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2019).

4 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.

TROISIÈME 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 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Coût des services rendus ¹	39	31	1	1	116	95	4	4
Autres composantes du coût net des prestations								
Coût financier	32	36	3	5	100	107	11	13
Rendement prévu des actifs des régimes	(58)	(55)	(3)	(4)	(173)	(167)	(11)	(12)
Amortissement des pertes actuarielles	5	3	—	1	16	9	1	2
Amortissement de l'actif réglementaire	7	3	1	—	19	10	2	1
	(14)	(13)	1	2	(38)	(41)	3	4
Coût net des prestations constaté	25	18	2	3	78	54	7	8

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 30 septembre 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 demande sans précédent d'énergie ainsi que des perturbations au niveau de l'offre a entraîné une volatilité considérable du prix des produits de base et a restreint l'accès aux marchés financiers pour un certain nombre de 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 des faits récents survenus sur le marché et du contexte commercial difficile. 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 30 septembre 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.

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)	30 septembre 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)	(1)	400 US	3	100 US
Options de change en dollars US (échéant en 2020 et en 2021)	14	2 800 US	10	3 000 US
	13	3 200 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)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Montant nominal	28 700 (21 500 US)	29 300 (22 600 US)
Juste valeur	33 600 (25 200 US)	33 400 (25 700 US)

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 autres actifs à court terme, le prêt à une société liée, les placements restreints, 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

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)	30 septembre 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}	(39 534)	(47 659)	(36 985)	(43 187)
Billets subordonnés de rang inférieur	(8 814)	(8 707)	(8 614)	(8 777)
	(48 348)	(56 366)	(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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 comprend respectivement des gains non réalisés de néant et de 1 million de dollars, respectivement, (des gains non réalisés de 1 million de dollars et des pertes non réalisées de 4 millions de dollars, respectivement, 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 en 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.

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)	30 septembre 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	—	26	—	6
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	109	26	100
Échéant entre 5 et 10 ans	948	—	801	—
Échéant à plus de 10 ans	78	—	61	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	679	—	556	—
	1 705	135	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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2020		30 septembre 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
Gains nets non réalisés (pertes nettes non réalisées) de la période				
du trimestre clos	27	—	(57)	—
de la période de neuf mois close	88	3	22	3
Gains nets réalisés de la période				
du trimestre clos	5	—	48	—
de la période de neuf mois close	15	—	59	—

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.

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 septembre 2020	Couvertures de flux de trésorerie	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	1	—	245	246
Change	—	16	56	72
	1	16	301	318
Actifs incorporels et autres actifs				
Produits de base ²	—	—	2	2
Change	—	6	4	10
	—	6	6	12
Total des actifs dérivés	1	22	307	330
Créditeurs et autres				
Produits de base ²	(3)	—	(229)	(232)
Change	—	(4)	(22)	(26)
Taux d'intérêt ³	(22)	—	—	(22)
	(25)	(4)	(251)	(280)
Autres passifs à long terme				
Produits de base ²	(3)	—	(4)	(7)
Change	—	(5)	(4)	(9)
Taux d'intérêt ³	(59)	—	—	(59)
	(62)	(5)	(8)	(75)
Total des passifs dérivés	(87)	(9)	(259)	(355)
Total des dérivés	(86)	13	48	(25)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

3 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, des instruments financiers d'une juste valeur de 130 millions de dollars ont été réglés et le paiement a été porté dans les rentrées nettes (sorties nettes) liées aux activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

TROISIÈME 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	
	30 septembre 2020	31 décembre 2019	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Dettes à long terme	—	(260)	—	(1)

1 Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, ces soldes comprenaient des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

TROISIÈME 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 30 septembre 2020 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Achats ¹	181	14	36	—	—
Ventes ¹	1 873	20	40	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 894	1 100
Millions de pesos mexicains	—	—	—	1 550	—
Dates d'échéance	2020-2024	2020-2027	2020-2021	2020-2022	2020-2026

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2019 (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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(2)	(69)	14	(98)
Change	78	(31)	(24)	176
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	68	132	146	319
Change	(11)	(9)	(62)	(68)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	2	1	4	(8)
Taux d'intérêt	(6)	1	(10)	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 de change sont inclus respectivement 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 et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2020 et 2019 lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas.

TROISIÈME 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	(1)	1	5	(13)
Taux d'intérêt	—	(35)	(771)	(95)
	(1)	(34)	(766)	(108)

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

Le tableau suivant présente 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	2	(5)	(3)	(16)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	1	1	—
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}				
Contrats de taux d'intérêt ¹	(13)	(1)	(639)	(9)
Contrats sur produits de base ⁴	—	(4)	—	(4)

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats, exception faite d'une perte de 613 millions de dollars liée à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé dans le cadre de la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink. La perte est incluse au poste (Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

3 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie et du stockage à l'état consolidé des résultats.

TROISIÈME 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 30 septembre 2020 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	248	(220)	28
Change	82	(29)	53
	330	(249)	81
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(239)	220	(19)
Change	(35)	29	(6)
Taux d'intérêt	(81)	—	(81)
	(355)	249	(106)

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 compensation	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 30 septembre 2020, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 27 millions de dollars et des lettres de crédit de 15 millions de dollars (respectivement de 58 millions de dollars et de 25 millions de dollars au 31 décembre 2019). Au 30 septembre 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.

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 30 septembre 2020, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 4 millions de dollars (4 millions de dollars 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 30 septembre 2020, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

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.

TROISIÈME 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 30 septembre 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	222	26	—	248
Change	—	82	—	82
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(212)	(23)	(4)	(239)
Change	—	(35)	—	(35)
Taux d'intérêt	—	(81)	—	(81)
	10	(31)	(4)	(25)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Solde au début de la période	(4)	(7)	(7)	(4)
Total des gains et des (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	1	—	4	(3)
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	(1)	—	(1)	—
Solde à la fin de la période¹	(4)	(7)	(4)	(7)

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, les produits comprennent respectivement des gains non réalisés de 1 million de dollars et de 4 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 septembre 2020 (des gains non réalisés de moins de 1 million de dollars et des pertes non réalisées de 3 millions de dollars, respectivement, en 2019).

13. Cessions

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 29 avril 2020, la société a réalisé la vente de ses centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Des pertes avant les impôts de 60 millions de dollars (45 millions de dollars après les impôts) et de 321 millions de dollars (202 millions de dollars après les impôts) ont été comptabilisées respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020. La perte totale de 600 millions de dollars avant les impôts (396 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tient compte des pertes comptabilisées en 2019, alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente; la perte après les impôts reflète aussi l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. 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 la comptabilisation d'obligations postérieures à la clôture, ces montants ayant été estimés à la clôture, ainsi que par la révision ultérieure de ces montants inscrits au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020. En parallèle avec les ajustements postérieurs à la clôture, cette perte pourrait aussi être encore révisée ultérieurement lorsque les estimations actuelles seront revues et pour tenir compte d'éléments ne pouvant être estimés à la clôture, notamment le règlement des réclamations d'assurance en cours. La perte avant les impôts est portée au poste (Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente à l'état consolidé condensé des résultats.

Coastal GasLink

Le 22 mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink à une tierce partie pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture. Une réduction de 6 millions de dollars du gain avant et après les impôts a été comptabilisée pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un gain net de 364 millions de dollars avant les impôts (402 millions de dollars après les impôts) pour la période neuf mois close le 30 septembre 2020. Le gain avant les impôts comprend un montant de 231 millions de dollars en lien avec la réévaluation requise de la participation de 35 % que conserve la société à la juste valeur; cette réévaluation se fonde sur le produit réalisé de la vente de la participation de 65% et il tient compte également du reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice de la juste valeur d'un instrument dérivé servant à couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. Le gain après les impôts de 402 millions de dollars rend compte de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Le gain avant les impôts est porté au poste (Perte nette) gain net sur les actifs vendus ou destinés à la vente à l'état consolidé condensé des résultats.

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

TC Énergie a été mandatée par Coastal GasLink pour construire et exploiter le gazoduc; la société recourt à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser, dans les états financiers consolidés de la société, sa participation résiduelle de 35 %.

Au moment de cette vente, TC Énergie a présenté une option aux 20 groupes des Premières Nations ayant conclu des accords avec Coastal GasLink pour acquérir une participation de 10 % dans Coastal GasLink selon des modalités semblables.

14. Engagements, éventualités et garanties

ENGAGEMENTS

Les engagements de TC Énergie au titre des dépenses en immobilisations au 31 décembre 2019 comprennent la totalité des coûts de construction associés au gazoduc Coastal GasLink. Par suite de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink le 22 mai 2020, les engagements au titre des dépenses en immobilisations eu égard au secteur des gazoducs au Canada de la société ont été réduits d'environ 3,3 milliards de dollars. Depuis la vente, la construction du gazoduc Coastal GasLink devrait être principalement financée par un financement de projet, le recouvrement de paiements en trésorerie pendant la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et des partenariats. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.

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 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 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	30 septembre 2020		31 décembre 2019	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Northern Courier	Diverses jusqu'en 2055	300	26	300	27
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2021	112	—	109	—
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2021	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2043	79	4	100	10
		579	30	597	37

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

15. 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.

TROISIÈME 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)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	337	106
Débiteurs	55	88
Stocks	28	27
Autres	7	8
	427	229
Immobilisations corporelles	3 396	3 050
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	751	785
Écart d'acquisition	443	431
	5 017	4 495
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	144	70
Intérêts courus	28	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	538	187
	710	278
Passifs réglementaires	60	45
Autres passifs à long terme	15	9
Passifs d'impôts reportés	8	9
Dette à long terme	2 590	2 694
	3 383	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.

TROISIÈME 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)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation ¹	4 919	4 720
Prêt courant à une société liée ²	250	—
Risque hors bilan³	1 681	1 946
Risque maximal de perte	6 850	6 666

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 décembre 2019. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Cessions » pour un complément d'information.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

3 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.