

TC Énergie présente de solides résultats financiers pour le troisième trimestre et reste en bonne voie pour financer son programme d'investissement de 30 milliards de dollars sans avoir recours à l'émission d'actions ordinaires

CALGARY (Alberta) – **Le 1^{er} novembre 2019** – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 739 millions de dollars (0,79 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2019, comparativement à un bénéfice net de 928 millions de dollars (1,02 \$ par action) pour la même période en 2018. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2019 a atteint 970 millions de dollars (1,04 \$ par action ordinaire), comparativement à 902 millions de dollars (1,00 \$ par action ordinaire) en 2018. Le conseil d'administration de TC Énergie a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2019, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,00 \$ par action ordinaire. À compter du dividende déclaré le 31 octobre 2019, la société a cessé d'émettre à escompte des actions ordinaires sur le capital autorisé pour effectuer les rachats aux termes de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »).

« Au troisième trimestre de 2019, notre portefeuille diversifié d'actifs réglementés et d'actifs visés par des contrats à long terme a continué de donner un excellent rendement, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TC Énergie. Malgré d'importantes ventes d'actifs qui ont servi à accélérer l'assainissement de notre bilan, le résultat comparable par action a augmenté de 4 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, et les fonds provenant de l'exploitation comparables de 1,8 milliard de dollars représentent une augmentation de 15 %. Ces hausses reflètent l'excellente performance de nos anciens actifs et les apports d'environ 8,2 milliards de dollars des projets de croissance mis en service depuis le début de 2019. Elles ont été en partie contrebalancées par la diminution des apports provenant d'actifs d'une valeur d'environ 3,4 milliards de dollars qui ont été monétisés au cours des neuf premiers mois de l'exercice. »

Les actifs vendus sont notamment la centrale alimentée au gaz naturel de Coolidge, en Arizona, certains actifs de Columbia Midstream et une participation de 85 % dans Northern Courier. En outre, la société a conclu une entente visant la vente de ses centrales alimentées au gaz naturel situées en Ontario, à savoir celles de Napanee et de Halton Hills ainsi qu'une participation de 50 % dans Portlands Energy Centre pour la somme d'environ 2,87 milliards de dollars. Compte tenu de cette transaction, qui devrait se clôturer au premier trimestre de 2020, le produit des ventes d'actifs se chiffrera à quelque 6,3 milliards de dollars.

« Chacune des transactions effectuées a dégagé une importante valeur, et nous avons pu en réinvestir le produit dans notre programme de projets d'investissement garantis de 30 milliards de dollars, ce qui a réduit la nécessité de faire appel à un financement externe, par exemple au moyen de l'émission d'actions ordinaires, a ajouté M. Girling. Grâce à cette somme, à nos flux de trésorerie abondants générés en interne et à l'accès aux marchés des capitaux d'emprunt, nous sommes bien positionnés pour assurer le financement prudent de notre programme d'investissement d'une manière qui maximise le bénéfice et les flux de trésorerie par action et nous permettra d'atteindre les mesures de crédit annualisées que nous avons ciblées, y compris un ratio dette-BALIA d'au moins 4 fois. Par conséquent, nous ne prévoyons plus d'émettre de nouvelles actions ordinaires sur le capital autorisé aux termes de notre RRD, et ce, dès le dividende du quatrième trimestre de 2019. »

TC Énergie continue aussi de faire progresser des projets en cours d'aménagement d'une valeur de plus de 20 milliards de dollars, notamment Keystone XL et le programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. L'avancement fructueux de ces projets et d'autres projets de croissance qui devraient découler des cinq entreprises en exploitation de la société en Amérique du Nord pourrait assurer une croissance de 8 % à 10 % de son dividende d'ici 2021.

Points saillants

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

- Résultats financiers du troisième trimestre de 2019
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 739 millions de dollars (0,79 \$ par action ordinaire)
 - Résultat comparable de 970 millions de dollars (1,04 \$ par action ordinaire)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable de 2,3 milliards de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,6 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,8 milliard de dollars
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,7 milliard de dollars (1,78 \$ par action ordinaire)
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2019.
- Interruption de la pratique consistant à émettre à escompte des actions ordinaires sur le capital autorisé pour effectuer les rachats aux termes du RRD à compter du dividende déclaré le 31 octobre.
- Annonce du programme de livraison parcours ouest, un projet d'expansion de 1,2 milliard de dollars visant le réseau de NGTL et le réseau de gazoducs Foothills.
- Lancement du projet Gas Transmission Northwest XPress de 0,3 milliard de dollars américains.
- Début, en septembre, de l'exploitation commerciale du gazoduc Sur de Texas.
- Poursuite des travaux de construction du projet de gazoduc Coastal GasLink de 6,6 milliards de dollars et progression du plan de financement du projet.
- Obtention de la décision de la Cour suprême du Nebraska en août confirmant l'approbation du tracé de l'oléoduc Keystone XL au Nebraska.
- Obtention, en octobre, du projet d'énoncé supplémentaire de l'impact environnemental à l'égard du projet Keystone XL.
- Clôture de la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream pour une contrepartie d'environ 1,3 milliard de dollars américains.
- Réalisation de la monétisation partielle de Northern Courier pour un produit brut totalisant environ 1,15 milliard de dollars.
- Conclusion d'une entente visant la vente de nos participations dans trois centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour une somme d'environ 2,87 milliards de dollars.
- Émission de billets à moyen terme à taux fixe à long terme de 1,0 milliard de dollars en septembre 2019.
- Émission de billets subordonnés de rang inférieur de 1,1 milliard de dollars américains en septembre 2019.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 189 millions de dollars (0,23 \$ par action ordinaire) par rapport à la même période en 2018 pour s'établir à 739 millions de dollars (0,79 \$ par action). Les résultats par action reflètent l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme au cours du marché en 2018. Les résultats du troisième trimestre de 2019 comprennent une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, au 30 septembre 2019 se rapportant à nos 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 en août 2019, ainsi qu'un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, découlant de la vente partielle de Northern Courier, en juillet 2019. Les résultats du troisième trimestre de 2018 tenaient compte d'un gain de 8 millions de dollars, après les impôts, au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. 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.

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2019 a été supérieur de 288 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2018, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat supérieur des activités de commercialisation des liquides, en partie contrebalancé par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie annulé par la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC PipeLines, LP) et la vente de certains actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'apport plus important des gazoducs au Canada, attribuable surtout au recouvrement par le réseau principal au Canada d'un amortissement et de revenus incitatifs plus élevés en 2019;
- l'apport accru du secteur Énergie et stockage attribuable principalement à la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés et de l'augmentation de la production, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au quatrième trimestre de 2018 et la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019.

Le résultat comparable a augmenté de 68 millions de dollars (0,04 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable essentiellement à l'augmentation du résultat comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, qui est entièrement recouverte par le truchement de la tarification comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le résultat comparable. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des gazoducs aux États-Unis par suite surtout de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancée par l'investissement continu dans l'expansion du réseau de NGTL et nos projets au Mexique.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

Suivent les faits marquants récents :

Gazoducs – Canada :

- **Réseau de NGTL** : Le 31 octobre 2019, nous avons annoncé notre programme de livraison parcours ouest, un projet d'expansion du réseau de NGTL et du réseau de gazoducs Foothills qui vise à accroître la capacité d'exportation du réseau de GTN dans la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique. La partie canadienne de ce programme d'expansion, dont le coût en capital est estimé à 1,2 milliard de dollars, comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 119 km (74 milles) et des installations connexes dont les dates de mise en service s'échelonnent entre le quatrième trimestre de 2022 et le quatrième trimestre de 2023. Ce programme repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j).

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le réseau de NGTL a mis en service des projets d'une capacité d'environ 0,8 milliard de dollars.

Le 14 mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») et comprenait une entente de règlement négociée avec les membres du comité sur les droits, les tarifs, les installations et les procédures (« DTIP ») qui représente les parties prenantes. Le règlement a l'appui de la majorité des membres du comité DTIP. La demande porte sur le barème tarifaire, les modalités de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification concernant la canalisation principale North Montney (« CPNM »). Étant donné la complexité des questions soulevées dans la demande, l'ONÉ a décidé de tenir une audience publique qui devrait s'achever au quatrième trimestre de 2019.

Le 16 mai 2019, l'ONÉ a approuvé la méthode de tarification concernant la CPNM, y compris le supplément demandé, sur une base provisoire, en attendant l'issue de la demande concernant le barème tarifaire et les services dont il est question ci-dessus.

- **Projet de gazoduc Coastal GasLink** : Suite à la décision d'investissement finale positive de LNG Canada rendue en octobre 2018, les travaux de construction se poursuivent le long du tracé du pipeline, notamment dans la région au sud de Houston, en Colombie-Britannique, où l'accès a nécessité une injonction de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Nous nous attendons à une nouvelle décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique prolongeant l'injonction jusqu'à l'achèvement du projet au quatrième trimestre de 2019.

Le 26 juillet 2019, l'ONÉ a publié sa décision confirmant que le projet Coastal GasLink relève de la compétence provinciale. Par conséquent, les travaux de construction se poursuivront comme prévu en vertu des permis accordés à Coastal GasLink par la British Columbia Oil and Gas Commission.

Notre estimation des coûts de projet est passée de 6,2 milliards de dollars à 6,6 milliards de dollars en raison de la portée élargie du projet et de la plus grande précision des estimations relatives aux travaux de construction visant les zones rocheuses et les traverses de cours d'eau. Nous prévoyons que les coûts supplémentaires seront intégrés dans la tarification définitive.

Les plans de financement de ce projet de gazoduc de TC Énergie progressent toujours, au moyen de la vente d'une participation d'au plus 75 % et du montage d'un financement de projet qui avancent tous deux comme prévu.

Gazoducs – États-Unis :

- **GTN XPress** : Au troisième trimestre de 2019, nous avons lancé le projet GTN XPress, un projet intégré d'accroissement de la fiabilité et d'expansion du réseau de GTN qui permettra de transporter les volumes supplémentaires découlant du programme de livraison parcours ouest dont il est question précédemment. Le projet GTN XPress devrait être achevé vers la fin de 2023, pour un coût total estimé de 0,3 milliard de dollars américains.

- **Louisiana XPress et Grand Chenier XPress** : Collectivement, les projets Louisiana XPress et Grand Chenier XPress achemineront près de 2 Gpi³/j vers les installations d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Les deux projets ont maintenant obtenu les approbations nécessaires des clients ou l'abandon des conditions, de sorte qu'ils peuvent passer à la phase d'exécution. Le service provisoire pour les expéditeurs de Louisiana XPress débutera sur le réseau de Columbia Gulf le 1^{er} novembre 2019. La mise en service complète de Louisiana XPress est prévue pour 2022 et le coût total du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars américains. La mise en service de Grand Chenier XPress est prévue pour 2021 et 2022 pour les phases I et II, respectivement, et le coût total estimatif du projet s'élève à 0,2 milliard de dollars américains.
- **Vente d'actifs de Columbia Midstream** : Le 1^{er} août 2019, nous avons mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à UGI Energy Services, LLC, filiale de UGI Corporation, pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars américains avant les ajustements postérieurs à la clôture. La vente a donné lieu à un gain de 21 millions de dollars avant les impôts (une perte de 133 millions de dollars après les impôts), compte tenu d'un écart d'acquisition de 595 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice. Cette vente ne comprend aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, notre entreprise d'exploitation des minéraux dans le bassin des Appalaches.
- **Règlement tarifaire de Columbia Gulf** : Columbia Gulf et ses expéditeurs sont récemment arrivés à une entente de principe qui règle l'ensemble des questions liées aux tarifs et aux services soulevées lors des négociations. Nous prévoyons de déposer auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), avant la fin de l'année, une entente qui reflétera les termes de ce règlement de principe, écartant de la sorte la nécessité de déposer un dossier tarifaire général comme le prévoyait le précédent règlement de 2016 de Columbia Gulf. Nous nous attendons à ce que la FERC entérine l'entente de règlement sans opposition.

Gazoducs – Mexique :

- **Arbitrage** : En juin 2019, la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») a déposé des demandes d'arbitrage en vertu des contrats visant Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula. La CFE cherchait à faire annuler les clauses qui régissent les responsabilités respectives des parties en cas de force majeure et à obtenir le remboursement de certains frais fixes de capacité. En ce qui concerne Sur de Texas, les parties ont mis en œuvre la convention modifiée décrite ci-après et la CFE a retiré sa demande d'arbitrage visant Sur de Texas.

Les négociations se poursuivent en ce qui concerne les demandes d'arbitrage visant Villa de Reyes et Tula, et des ententes devraient intervenir avant la fin de 2019. Les procédures d'arbitrage ont donc été suspendues temporairement pendant la conduite des négociations.
- **Sur de Texas** : En septembre 2019, l'exploitation commerciale du gazoduc Sur de Texas a commencé après la mise en œuvre de la convention modifiée susmentionnée avec la CFE. L'entente initiale visant Sur de Texas établissait des droits variables sur une durée contractuelle de 25 ans. Par suite de la modification, le contrat a été prolongé et la CFE obtiendra désormais des services de transport sur 35 ans selon une structure tarifaire normalisée fondée sur les coûts de construction réels qui prévoit des droits fixes initiaux pour les 25 premières années du contrat et des droits fixes plus élevés pour les 10 dernières années du contrat. Les autres modalités et conditions du contrat restent essentiellement les mêmes. Les produits mensuels tirés de ce gazoduc seront constatés à un taux moyen normalisé sur la durée contractuelle de 35 ans.
- **Villa de Reyes** : Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent, mais le projet a subi des événements de force majeure qui ont retardé sa mise en service. La mise en service graduelle du projet devrait commencer au début de 2020 et nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans le contrat, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.
- **Tula** : Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population

autochtone. La date de mise en service estimée du projet est prévue deux ans après la conclusion fructueuse des consultations menées par le Secrétariat de l'Énergie. Nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans le contrat, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.

Pipelines de liquides :

- **Northern Courier** : Le 17 juillet 2019, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à Alberta Investment Management Corporation pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de notre participation résiduelle de 15 % à la juste valeur. Après les impôts, le gain de 115 millions de dollars reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, dont le produit a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global de 1,15 milliard de dollars pour TC Énergie découlant de la monétisation de cet actif.

Nous demeurons l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabilisons notre participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans nos états financiers consolidés.

- **Keystone XL** : Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis et TC Énergie ont présenté des requêtes demandant le rejet de la poursuite intentée par deux communautés autochtones des États-Unis, dont la portée avait été étendue pour contester les permis présidentiels de 2017 et de 2019. La Cour de district des États-Unis au Montana a entendu les plaidoiries sur les requêtes de rejet des plaintes au 12 septembre 2019 et sa décision est attendue avant la fin de l'année.

Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis a présenté une requête demandant le rejet de la contestation du permis présidentiel de 2019 par Indigenous Environmental Network. TC Énergie est intervenue et a pris des mesures pour faire annuler cette poursuite. La requête en rejet et la demande d'injonction provisoire de l'Indigenous Environmental Network ont été entendues par la Cour de district des États-Unis au Montana le 9 octobre 2019. Un jugement devrait être rendu avant la fin de l'année.

Le 23 août 2019, la Cour suprême du Nebraska a confirmé la décision rendue en novembre 2017 par la Public Service Commission de l'État du Nebraska qui approuvait le tracé du pipeline Keystone XL à travers l'État. Une requête demandant le réexamen de cette décision a été rejetée.

Le Département d'État des États-Unis a publié un projet d'énoncé supplémentaire de l'impact environnemental du projet le 4 octobre 2019. Ce projet d'énoncé vient compléter l'énoncé de l'impact environnemental de 2014 à l'égard de Keystone XL. Il tient compte des modifications apportées au projet depuis 2014, notamment le tracé au Nebraska, et comprend des renseignements mis à jour ainsi que de nouvelles études. L'énoncé de l'impact environnemental devrait être publié d'ici la fin de 2019.

Nous continuons de gérer activement les questions d'ordre juridique et réglementaire à mesure que le projet avance.

Énergie et stockage (auparavant, Énergie) :

- **Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario** : Le 30 juillet 2019, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin du premier trimestre de 2020 sous réserve des conditions, incluant les approbations réglementaires et le rétablissement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente. Nous prévoyons que cette vente donnera lieu une perte totale d'environ 330 millions de dollars avant les impôts (231 millions de dollars après les impôts). Comme ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente, une

tranche de 202 millions de dollars de cette perte avant les impôts (133 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au 30 septembre 2019. Le montant résiduel de la perte reflète le reste des coûts qui seront engagés jusqu'à la mise en service de la centrale de Napanee, y compris les intérêts capitalisés, et sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

En mars 2019, un bris d'équipement s'est produit à Napanee pendant le déroulement des activités de mise en service. Des mesures sont prises pour rétablir la situation et l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin du premier trimestre de 2020 pour un coût de projet estimé à 1,8 milliard de dollars.

Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires** : Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2019 sur les actions ordinaires de TC Énergie en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 3,00 \$ par action ordinaire.
- **Émission de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur** : En septembre 2019, TransCanada PipeLines Limited a émis pour 700 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en septembre 2029 et portant intérêt à un taux fixe de 3,00 %, ainsi que pour 300 millions de dollars de plus de billets à moyen terme échéant en juillet 2048 et portant intérêt à un taux fixe de 4,18 %.

En septembre 2019, TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement détenue en propriété exclusive par TCPL, a émis pour 1,1 milliard de dollars américains de billets de fiducie de série 2019-A à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,50 % pendant les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,1 milliard de dollars américains, assortis d'un taux fixe initial de 5,75 %. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 septembre 2029, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Le produit net de ces émissions a servi à des fins générales et à financer notre programme d'investissement.

- **Régime de réinvestissement des dividendes** : Au troisième trimestre de 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 35 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 247 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Depuis le début de l'exercice 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 34 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 711 millions de dollars.

À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie cesseront d'être émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte. Elle seront 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.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 1^{er} novembre 2019 pour discuter de nos résultats financiers du troisième trimestre de 2019. Russ Girling, président et chef de la direction, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction, s'entreprendront des résultats financiers du troisième trimestre 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 800-478-9326 ou le 416-340-2218 (région de Toronto) au moins 10 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 : www.gowebcasting.com/10366.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HNE), le 8 novembre 2019; il suffira de composer le 800-408-3053 ou le 905-694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 8633180#.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sous le profil de TC Énergie dans SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov/info/edgar.shtml, ainsi que sur le site Web de la société au www.TCEnergy.com.

TC Énergie et ses filiales assurent l'approvisionnement en énergie sur lequel comptent des millions de personnes pour accomplir leurs activités au quotidien et faire tourner l'industrie. Nous mettons beaucoup de soin dans la réalisation de nos activités, de même que dans nos façons de faire, qui sont guidées par nos valeurs fondamentales de sécurité, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité. Nos plus de 7 000 employés sont résolus à aménager et à exploiter de manière durable nos pipelines, nos centrales d'électricité et nos installations de stockage d'énergie du Canada, des États-Unis et du Mexique. Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (« TSX ») et à la bourse de New York (« NYSE »), sous le symbole TRP. Vous pouvez consulter www.TCEnergy.com pour en apprendre davantage ou [nous rejoindre par l'entremise des médias sociaux](#).

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TC Énergie de l'information sur TC Énergie et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TC Énergie et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires daté du 31 octobre 2019 et au rapport annuel de 2018 de la société, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, le BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TC Énergie en date du 31 octobre 2019.

Renseignements aux médias :

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

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta / Duane Alexander
403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2019

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	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice				
Produits	3 133	3 156	9 992	9 775
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	928	2 868	2 447
par action ordinaire – de base et dilué	0,79 \$	1,02 \$	3,09 \$	2,72 \$
BAIIA comparable ¹	2 344	2 056	7 051	6 110
Résultat comparable ¹	970	902	2 881	2 534
par action ordinaire ¹	1,04 \$	1,00 \$	3,11 \$	2,82 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 585	1 299	5 256	4 516
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 802	1 571	5 292	4 641
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	1 657	1 413	4 830	4 158
par action ordinaire ¹	1,78 \$	1,56 \$	5,21 \$	4,63 \$
Dépenses d'investissement ²	2 135	2 798	6 429	7 491
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,75 \$	0,69 \$	2,25 \$	2,07 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	932	906	927	898
– émises et en circulation à la fin de la période	934	914	934	914

1 Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire 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 d'investissement, les projets en cours et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Rapport de gestion

Le 31 octobre 2019

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé de dénomination et s'appelle maintenant Corporation TC Énergie (« TC Énergie »).

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de 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 2019, 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 2019, 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 2018, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2018. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2018. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, notamment la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue du dividende;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- les coûts et les calendriers prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- 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, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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 2019

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.

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;
- les coûts 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;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales;
- la concurrence dans les secteurs des pipelines, de l'énergie et du stockage;
- 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.

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 2018.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire.

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 :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements d'impôts sur le bénéfice et des ajustements apportés aux taux d'imposition en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation de l'écart d'acquisition, d'investissements et d'autres d'actifs;
- des coûts d'acquisition et d'intégration.

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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

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

BAIIA comparable et BAll comparable

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

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, les impôts sur le bénéfice, 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 entrées 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 de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les entrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Flux de trésorerie distribuables comparables et flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants versés pour notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables.

Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Résultats consolidés – troisième trimestre de 2019

À compter du premier trimestre de 2019, le secteur précédemment appelé Énergie est renommé Énergie et stockage.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Gazoducs – Canada	283	267	794	800
Gazoducs – États-Unis	626	545	2 081	1 734
Gazoducs – Mexique	125	127	354	382
Pipelines de liquides	491	316	1 493	1 047
Énergie et stockage	27	223	353	464
Siège social	33	(68)	(1)	(77)
Total du bénéfice sectoriel	1 585	1 410	5 074	4 350
Intérêts débiteurs	(573)	(577)	(1 747)	(1 662)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	120	147	358	365
Intérêts créditeurs et autres	(19)	168	250	139
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 113	1 148	3 935	3 192
Charge d'impôts	(274)	(120)	(727)	(394)
Bénéfice net	839	1 028	3 208	2 798
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(59)	(217)	(229)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	780	969	2 991	2 569
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(123)	(122)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	928	2 868	2 447
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,79 \$	1,02 \$	3,09 \$	2,72 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 189 millions de dollars (0,23 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 et a augmenté de 421 millions de dollars (0,37 \$ par action ordinaire) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Le bénéfice net par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

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

Les résultats de 2019 comprennent les éléments suivants :

- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, au 30 septembre 2019 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui sont destinées à la vente. Le total de la perte, après les impôts, sur cette vente devrait s'établir à 231 millions de dollars. Le solde de la perte correspond essentiellement aux coûts qui devront être engagés d'ici la mise en service de la centrale de Napanee, y compris les intérêts capitalisés, et sera entièrement comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction, qui devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2020;
- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente partielle de Northern Courier, en juillet 2019;
- un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de notre centrale de Coolidge, en mai 2019;

TROISIÈME 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 qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, en juin 2019;
- 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, qui ont été vendus en mai 2019.

Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information sur les cessions susmentionnées.

Les résultats de 2018 comprenaient les éléments suivants :

- un bénéfice de 8 millions de dollars et de 3 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

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

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

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	928	2 868	2 447
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	133	—	133	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	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	—	(8)	6	(3)
Activités de gestion des risques ¹	80	(18)	(58)	90
Résultat comparable	970	902	2 881	2 534
Bénéfice net par action ordinaire	0,79 \$	1,02 \$	3,09 \$	2,72 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	0,14	—	0,14	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	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)	0,01	—
Activités de gestion des risques	0,09	(0,01)	(0,06)	0,10
Résultat comparable par action ordinaire	1,04 \$	1,00 \$	3,11 \$	2,82 \$

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

1 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Installations énergétiques au Canada	(1)	—	(1)	3
Installations énergétiques aux États-Unis	—	31	(52)	(31)
Commercialisation des liquides	(70)	(65)	(36)	(10)
Stockage de gaz naturel	(3)	—	(8)	(6)
Change	(31)	60	176	(79)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	25	(8)	(21)	33
Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(80)	18	58	(90)

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, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	572	522	1 656	1 561
Gazoducs – États-Unis	796	715	2 625	2 223
Gazoducs – Mexique	153	153	440	455
Pipelines de liquides	575	467	1 720	1 311
Énergie et stockage	252	207	622	585
Siège social	(4)	(8)	(12)	(25)
BAIIA comparable	2 344	2 056	7 051	6 110
Amortissement	(610)	(564)	(1 839)	(1 669)
Intérêts débiteurs	(573)	(577)	(1 747)	(1 662)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	120	147	358	365
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	49	48	85	166
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(260)	(108)	(687)	(425)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(59)	(217)	(229)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(123)	(122)
Résultat comparable	970	902	2 881	2 534
Résultat comparable par action ordinaire	1,04 \$	1,00 \$	3,11 \$	2,82 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le BAIIA comparable a augmenté de 288 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides, en partie contrebalancé par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie annulé par la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) et la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'apport plus important des gazoducs au Canada, attribuable surtout au recouvrement par le réseau principal au Canada d'un amortissement et de revenus incitatifs plus élevés en 2019;
- l'apport accru du secteur Énergie et stockage attribuable principalement à la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés et de l'augmentation de la production, ce facteur ayant été en partie contrebalancé par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au quatrième trimestre de 2018 et la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019.

Le BAIIA comparable a augmenté de 941 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides, en partie contrebalancé par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie annulé par la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) et la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement au recouvrement, pour le réseau principal au Canada, de la charge d'amortissement plus élevée, ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs en 2019, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau de NGTL faisant suite à l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt;
- l'apport accru du secteur Énergie et stockage, principalement grâce à la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés, déduction faite de la diminution de la production d'électricité découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation; ce facteur a été annulé en partie par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en 2018 et la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certaines charges de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice et l'amortissement, l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt en 2019 et la charge d'amortissement accrue influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le résultat comparable a augmenté de 68 millions de dollars (0,04 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable essentiellement à l'augmentation du résultat comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, qui est entièrement recouverte par le truchement de la tarification comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le résultat comparable. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- la baisse de provision pour les fonds utilisés pendant la construction des gazoducs aux États-Unis par suite surtout de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancée par l'investissement continu dans l'expansion du réseau de NGTL et nos projets au Mexique.

Le résultat comparable a augmenté de 347 millions de dollars (0,29 \$ par action ordinaire) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable à l'augmentation du résultat comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, annulée en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, qui est entièrement recouverte par le truchement de la tarification comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse de la hausse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le résultat comparable. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux emprunts à court terme plus élevés, à l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains et aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Cette augmentation est en partie compensée par l'accroissement des intérêts capitalisés;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains ont donné lieu à des pertes réalisées en 2019 alors qu'ils s'étaient soldés par des gains réalisés en 2018.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

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 30 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, mais non encore entièrement approuvés. D'autres projets en cours d'aménagement, dont le coût se situe à 21 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. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, des projets totalisant environ 8,2 milliards de dollars ont été mis en service; il s'agit notamment de Mountaineer XPress, de Golf XPress, de divers prolongements du réseau de NGTL et des pipelines Sur de Texas et White Spruce.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans le tableau des projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux activités des 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.

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. 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 2019

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2019
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2019-2022	0,4	0,1
Réseau de NGTL ^{2,3}	2019	2,5	2,4
	2020	2,1	0,8
	2021	2,6	0,1
	2022+	2,8	—
Coastal GasLink ^{4,5}	2023	6,6	0,8
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	1,8	0,4
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Modernisation II	2019-2020	1,1 US	0,7 US
Autres investissements dans la capacité	2019-2022	1,5 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	2,1 US	0,4 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2020	0,9 US	0,7 US
Tula ⁶	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2019-2021	0,1	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁷	2019-2023	2,2	0,9
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁸	2019-2021	0,7	0,2
		28,3	8,2
Incidence du change sur les projets garantis ⁹		2,0	0,8
Total des projets garantis (en dollars CA)		30,3	9,0

- 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 Le projet de North Montney est compris dans le programme de 2019, même s'il est prévu qu'une partie du projet soit mise en service en janvier 2020.
- 3 Comprend une somme de 0,7 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de gazoducs Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- 4 Reflète la totalité des capitaux nécessaires, avant la participation d'éventuels coentrepreneurs ou la conclusion d'un financement de projet.
- 5 La valeur comptable est présentée déduction faite des encaissements obtenus au quatrième trimestre de 2018 de certains participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de quelque 0,5 milliard de dollars des coûts préalable à la décision d'investissement finale conformément aux accords de projet.
- 6 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. Les tronçons est et ouest du projet Tula sont visés par la renégociation avec la CFE.
- 7 Reflète la quote-part qui nous revient dans les coûts du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2023 conformément au programme de gestion d'actifs.
- 8 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.
- 9 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,32 au 30 septembre 2019.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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 2019
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Gazoducs – États-Unis		
Autres investissements dans la capacité ²	0,4 US	—
Pipelines de liquides		
Keystone XL ³	8,0 US	1,0 US
Terminaux de Heartland et de TC ⁴	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 ⁴	0,7	—
Terminal de Keystone à Hardisty ⁴	0,3	0,1
Énergie et stockage		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	6,0	—
	18,2	1,2
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁶	2,7	0,3
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	20,9	1,5

- 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 La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis le 1^{er} janvier 2018. Une partie de cette valeur comptable est recouvrable, dans certaines conditions, auprès des expéditeurs.
- 4 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.
- 5 Reflète notre quote-part des coûts du programme de remplacement de composantes principales des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2023.
- 6 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,32 au 30 septembre 2019.

Perspectives

Résultats comparables consolidés

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard de 2019 restent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2018, compte tenu de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse attendue des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;
- le retard du début de l'exploitation de la centrale de Napanee et du gazoduc Sur de Texas;
- l'incertitude entourant l'incidence des derniers points de la réforme fiscale aux États-Unis, qui devraient être présentés vers la fin de 2019, sur le coût de financement de certaines de nos installations aux États-Unis;
- la vente d'actifs et l'utilisation du produit de la vente.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total de nos dépenses d'investissement pour 2019 devrait s'établir à environ 9 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 le rapport annuel de 2018 s'explique principalement par l'accroissement des dépenses consacrées à la centrale de Napanee, au réseau de NGTL et au projet Mountaineer XPress et par les fluctuations des taux de change.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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	
	2019	2018	2019	2018
Réseau de NGTL	311	302	871	884
Réseau principal au Canada	234	195	704	592
Autres gazoducs au Canada ¹	27	25	81	85
BAIIA comparable	572	522	1 656	1 561
Amortissement	(289)	(255)	(862)	(761)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	283	267	794	800

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

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont augmenté de 16 millions de dollars et diminué de 6 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction de notre RCA approuvé, de la 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	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	124	101	355	289
Réseau principal au Canada	43	40	129	121
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			11 654	9 419
Réseau principal au Canada			3 677	3 855

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 23 millions de dollars et de 66 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Cette progression s'explique par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement de 2018-2019, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 3 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes de 2018. L'augmentation observée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 est attribuable principalement à la hausse des revenus incitatifs. Nous n'avons pas inscrit de revenus incitatifs pour les neuf premiers mois de 2018, en attendant l'issue de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période 2018-2020. La décision de 2018 de l'ONÉ, reçue en décembre 2018, reconduit l'accord d'encouragement établi dans la décision de 2014 de l'ONÉ, de même que les chiffres approuvés, soit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %. Par conséquent, nous avons comptabilisé les revenus incitatifs de l'exercice 2018 complet au cours du quatrième trimestre de 2018.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a augmenté de 50 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 et de 95 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2018. Les variations résultent de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'amortissement accru du réseau principal au Canada découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision de 2018 de l'ONÉ;
- la hausse des revenus incitatifs se rapportant au réseau principal au Canada;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada par suite de l'instauration par le gouvernement canadien, en juin 2019, de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt, qui permet aux entreprises canadiennes d'amortir plus rapidement le coût de leurs investissements. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, cette modification avantageuse du régime fiscal a pour effet de réduire notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net;
- la hausse du résultat fondé sur les tarifs enregistré pour le réseau de NGTL;
- l'amortissement accru du réseau de NGTL découlant de la mise en service d'installations additionnelles.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 34 millions de dollars et de 101 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, principalement en raison d'un accroissement des taux d'amortissement composés approuvés dans la décision de 2018 de l'ONÉ concernant le réseau principal, ainsi que par suite de la mise en service d'installations additionnelles du réseau de NGTL.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Gazoducs – États-Unis

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	
	2019	2018	2019	2018
Columbia Gas	291	204	906	637
ANR	107	111	373	370
TC PipeLines, LP ^{1,2}	26	30	88	102
Great Lakes ³	15	18	62	74
Midstream	18	42	87	101
Columbia Gulf	47	34	131	90
Autres gazoducs aux États-Unis ⁴	21	19	58	50
Participations sans contrôle ⁵	79	89	270	304
BAIIA comparable	604	547	1 975	1 728
Amortissement	(145)	(130)	(425)	(380)
BAI comparable	459	417	1 550	1 348
Incidence du change	146	128	510	386
BAI comparable (en dollars CA)	605	545	2 060	1 734
Poste particulier :				
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	21	—	21	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	626	545	2 081	1 734

1 Tient compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans huit gazoducs, de même que des frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP.

2 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, soit le même pourcentage qu'aux périodes correspondantes de 2018.

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 Millennium et Hardy Storage, 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 81 millions de dollars et de 347 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Le bénéfice sectoriel tenait compte d'un gain de 21 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019, qui a été exclu du BAI comparable. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

En plus des augmentations nettes du BAIIA comparable indiquées ci-après, le raffermissement du dollar américain en 2019 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement aux mêmes périodes en 2018.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 a augmenté de 57 millions de dollars américains et de 247 millions de dollars américains, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service;
- la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) à cause de la décision de certains clients qui ont choisi en 2018 de régler en totalité le montant des produits d'exploitation contractuels à venir et de résilier les contrats sous-jacents;
- la baisse du résultat découlant de la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 15 millions de dollars américains et de 45 millions de dollars américains pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, principalement en raison des nouveaux projets mis en service; l'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse de l'amortissement des immobilisations corporelles par suite de la dépréciation des actifs de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) comptabilisée en 2018 et par la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019.

Gazoducs – Mexique

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	
	2019	2018	2019	2018
Topolobampo	40	42	120	128
Tamazunchale	31	33	93	96
Mazatlán	17	19	52	58
Guadalajara	17	18	49	53
Sur de Texas ¹	10	4	18	14
Autres	—	—	—	4
BAIIA comparable	115	116	332	353
Amortissement	(21)	(19)	(65)	(56)
BAII comparable	94	97	267	297
Incidence du change	31	30	87	85
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	125	127	354	382

¹ Représente notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 %.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique ont diminué de 2 millions de dollars et de 28 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. La baisse du BAIIA, décrite ci-après, a été en partie compensée par un raffermissement du dollar américain en 2019, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 a fléchi de 1 million de dollars US et de 21 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018, en grande partie à cause de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des produits d'exploitation faisant suite essentiellement aux changements apportés au moment de leur constatation en 2018;
- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service le 17 septembre 2019, date à laquelle nous avons commencé à comptabiliser un bénéfice opérationnel. 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 des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TC Énergie. Ces intérêts débiteurs sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Par suite de l'exécution d'un accord modificateur conclu avec la CFE relativement au gazoduc Sur de Texas et du début de son exploitation, nous comptabilisons les produits tirés de ce gazoduc à un tarif moyen normalisé sur la durée du contrat, qui est maintenant de 35 ans. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 2 millions de dollars US et de 9 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison de la mise en service de nouveaux actifs et d'autres ajustements.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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	
	2019	2018	2019	2018
Réseau d'oléoducs Keystone	415	350	1 283	1 042
Pipelines en Alberta	29	46	109	122
Commercialisation des liquides et autres	131	71	328	147
BAIIA comparable	575	467	1 720	1 311
Amortissement	(83)	(86)	(260)	(254)
BAII comparable	492	381	1 460	1 057
Postes particuliers :				
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	69	—	69	—
Activités de gestion des risques	(70)	(65)	(36)	(10)
Bénéfice sectoriel	491	316	1 493	1 047
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	88	96	272	278
Dollars US	306	218	894	605
Incidence du change	98	67	294	174
BAII comparable	492	381	1 460	1 057

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 175 millions de dollars et de 446 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018; il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 108 millions de dollars et de 409 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018. Ces augmentations sont principalement attribuables à l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport du pipeline White Spruce, entré en service en mai 2019;
- la diminution du résultat par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019;
- l'incidence favorable du change sur le résultat équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 3 millions de dollars et augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. La diminution pour le trimestre s'explique principalement par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier. L'augmentation pour la période de neuf mois est le résultat net de la mise en service de nouvelles installations et de l'incidence du raffermissement du dollar américain, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Énergie et stockage

À compter du premier trimestre de 2019, le secteur précédemment appelé Énergie est renommé Énergie et stockage.

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)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est ¹	61	106	228	329
Bruce Power ¹	193	100	378	245
Installations de stockage de gaz naturel et autres	2	4	25	21
Expansion des affaires	(4)	(3)	(9)	(10)
BAIIA comparable	252	207	622	585
Amortissement	(19)	(27)	(66)	(92)
BAI comparable	233	180	556	493
Postes particuliers :				
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	(202)	—	(202)	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	68	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	12	(8)	5
Activités de gestion des risques	(4)	31	(61)	(34)
Bénéfice sectoriel	27	223	353	464

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

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a diminué de 196 millions de dollars et de 111 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, et il tenait compte des postes particuliers suivants, exclus du BAI comparable :

- une perte de 202 millions de dollars avant les impôts comptabilisée au troisième trimestre de 2019 relativement à nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui sont destinées à la vente;
- un gain de 68 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- des pertes de néant et de 8 millions de dollars avant les impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement (gains de 12 millions de dollars avant les impôts et de 5 millions de dollars avant les impôts, respectivement, en 2018) découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, dont les derniers ont été vendus en mai 2019;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information sur les cessions mentionnées ci-dessus.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 45 millions de dollars et de 37 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite essentiellement de la hausse des prix de l'électricité réalisés et de l'accroissement de la production résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation pour le trimestre clos le 30 septembre 2019. La hausse du résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 est en grande partie attribuable à l'augmentation des prix de l'électricité réalisés, en partie annulée par la diminution des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est, en grande partie par suite de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et de la réduction des marges réalisées sur des volumes d'électricité moindres.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 8 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, ce qui s'explique essentiellement par la cessation de l'amortissement de notre centrale de Coolidge au 31 décembre 2018 et de notre centrale de Halton Hills au 30 juillet 2019 par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente, ainsi que par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en octobre 2018.

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	
	2019	2018	2019	2018
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits ¹	499	397	1 284	1 153
Charges d'exploitation	(217)	(204)	(660)	(640)
Amortissement et autres	(89)	(93)	(246)	(268)
BAIIA comparable et BAII comparable²	193	100	378	245
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ³	93 %	89 %	83 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	45	30	291	180
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	3	43	57	77
Volumes des ventes (en GWh) ²	6 321	6 087	16 817	17 810
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁴	78 \$	67 \$	75 \$	67 \$

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

2 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,3 % en 2018) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

4 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Les travaux à effectuer sur les réacteurs 3 et 7, qui ont nécessité une période d'arrêt de l'exploitation, ont été terminés au cours du premier semestre de 2019. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 5 ont commencé en août 2019 et devraient être achevés au quatrième trimestre de 2019. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 2 devraient être réalisés au quatrième trimestre de 2019. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2019 devrait se situer dans le bas de la fourchette de 80 % à 90 %.

Le 1^{er} avril 2019, le prix contractuel pour Bruce Power est passé d'environ 68 \$ le MWh à environ 78 \$ le MWh, compte tenu des coûts transférables; ce prix contractuel ajusté définitif reflète les capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs ainsi que les ajustements liés à l'inflation annuelle.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Siège social

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA comparable et BAII comparable	(4)	(8)	(12)	(25)
Poste particulier :				
Gain (perte) de change – prêt intersociétés ¹	37	(60)	11	(52)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	33	(68)	(1)	(77)

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

Le bénéfice sectoriel du siège social a augmenté de 101 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, tandis que la perte sectorielle du siège social a diminué de 76 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) comprend le gain ou la perte de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos et lié au projet Sur de Texas, qui représente notre quote-part du financement du projet et est entièrement compensée par une perte ou un gain de change correspondant comptabilisé dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés. Ces montants sont exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable a augmenté de 4 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport aux mêmes périodes de 2018; cette progression est attribuable principalement aux ajustements apportés à l'impôt sur le capital aux États-Unis, constatés au deuxième trimestre de 2018, et à la diminution des frais généraux et frais d'administration.

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	
	2019	2018	2019	2018
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(152)	(142)	(440)	(407)
Libellés en dollars US	(330)	(335)	(989)	(981)
Incidence du change	(106)	(103)	(326)	(283)
	(588)	(580)	(1 755)	(1 671)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(33)	(30)	(121)	(80)
Intérêts capitalisés	48	33	129	89
Intérêts débiteurs	(573)	(577)	(1 747)	(1 662)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Les intérêts débiteurs ont diminué de 4 millions de dollars et augmenté de 85 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains;
- les emprunts à court terme plus élevés;
- l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant principalement à Keystone XL et à la centrale de Napanee.

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	
	2019	2018	2019	2018
Libellée en dollars CA	57	27	151	68
Libellée en dollars US	48	91	156	230
Incidence du change	15	29	51	67
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	120	147	358	365

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 27 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport à celle des mêmes périodes de 2018. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout des dépenses d'investissement consacrées à nos projets d'expansion du réseau de NGTL. Quant à la baisse de la provision libellée en dollars américains, elle s'explique en grande partie par la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf et a été en partie contrebalancée par l'investissement continu dans nos projets au Mexique.

Intérêts créditeurs et autres

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	49	48	85	166
Postes particuliers :				
(Perte) gain de change – prêt intersociétés	(37)	60	(11)	52
Activités de gestion des risques	(31)	60	176	(79)
Intérêts créditeurs et autres	(19)	168	250	139

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 187 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, comparativement à la même période en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- une perte de change comptabilisée en 2019 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre un gain de change en 2018. Le gain et la perte de change sur la coentreprise correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, de sorte que l'incidence sur le bénéfice net est nulle. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- des pertes non réalisées comptabilisées en 2019 au titre des activités de gestion des risques liés aux fluctuations du change, alors qu'en 2018, des gains non réalisés avaient été comptabilisés à ce titre. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 111 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à la même période en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- des gains non réalisés comptabilisés en 2019 au titre des activités de gestion des risques liés aux fluctuations du change, alors qu'en 2018, des pertes non réalisées avaient été comptabilisées à ce titre. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable;
- une perte de change comptabilisée en 2019 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre un gain de change en 2018. Le gain et la perte de change sur la coentreprise correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, de sorte que l'incidence sur le bénéfice net est nulle. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les pertes réalisées en 2019 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2018 des gains réalisés avaient été inscrits à ce chapitre.

Charge d'impôts

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(260)	(108)	(687)	(425)
Postes particuliers :				
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	46	—	46	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	(154)	—	(154)	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	69	—	69	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	(14)	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	32	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	(4)	2	(2)
Activités de gestion des risques	25	(8)	(21)	33
Charge d'impôts	(274)	(120)	(727)	(394)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 152 millions de dollars et de 262 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, ce qui découle principalement de la hausse du résultat comparable avant les impôts sur le bénéfice et de la diminution des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, en partie contrebalancées par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

Au deuxième trimestre de 2019, nous avons inscrit 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 comptabilité des activités à tarifs réglementés, du fait de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta entrée en vigueur en juin 2019. Ce poste a été exclu du résultat comparable.

Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information sur l'incidence fiscale de ces cessions.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(59)	(217)	(229)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 12 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à la même période en 2018, principalement en raison de la baisse du résultat de TC PipeLines, LP, qui a été en partie compensée par l'incidence d'un dollar américain plus ferme en 2019 sur le résultat comparable 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	
	2019	2018	2019	2018
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(123)	(122)

Faits récents

RÉGIE CANADIENNE DE L'ÉNERGIE ET AGENCE D'ÉVALUATION D'IMPACT DU CANADA

Le 28 août 2019, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* est entrée en vigueur, remplaçant la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et l'Office national de l'énergie a été remplacé par la Régie canadienne de l'énergie (« RCE »). L'entrée en vigueur, le 28 août 2019, de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact* a aussi modifié le processus d'évaluation d'impact et la prise de décisions concernant les grands projets de pipelines transfrontaliers désignés, exigeant que les projets désignés soient évalués par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (« AEIC »), auparavant appelée Agence canadienne d'évaluation environnementale. Tous les projets de TC Énergie soumis à l'ONÉ avant le 28 août 2019 continueront d'être évalués aux termes de la précédente loi sur l'ONÉ, en conformité avec les règles transitoires de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

GAZODUCS – CANADA

Projet de gazoduc Coastal GasLink

Suite à la décision d'investissement finale positive de LNG Canada rendue en octobre 2018, les travaux de construction se poursuivent le long du tracé du pipeline, notamment dans la région au sud de Houston, en Colombie-Britannique, où l'accès a nécessité une injonction de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Nous nous attendons à une nouvelle décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique prolongeant l'injonction jusqu'à l'achèvement du projet au quatrième trimestre de 2019.

Le 26 juillet 2019, l'ONÉ a publié sa décision confirmant que le projet Coastal GasLink relève de la compétence provinciale. Par conséquent, les travaux de construction se poursuivront comme prévu en vertu des permis accordés à Coastal GasLink par la British Columbia Oil and Gas Commission.

Notre estimation des coûts de projet est passée de 6,2 milliards de dollars à 6,6 milliards de dollars en raison de la portée élargie du projet et de la plus grande précision des estimations relatives aux travaux de construction visant les zones rocheuses et les traverses de cours d'eau. Nous prévoyons que les coûts supplémentaires seront intégrés dans la tarification définitive.

Les plans de financement de ce projet de gazoduc de TC Énergie progressent toujours, au moyen de la vente d'une participation d'au plus 75 % et du montage d'un financement de projet qui avancent tous deux comme prévu.

Réseau de NGTL

Le 31 octobre 2019, nous avons annoncé notre programme de livraison parcours ouest, un projet d'expansion du réseau de NGTL et du réseau de gazoducs Foothills qui vise à accroître la capacité d'exportation du réseau de GTN dans la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique. La partie canadienne de ce programme d'expansion, dont le coût en capital est estimé à 1,2 milliard de dollars, comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 119 km (74 milles) et des installations connexes dont les dates de mise en service s'échelonnent entre le quatrième trimestre de 2022 et le quatrième trimestre de 2023. Ce programme repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j).

Le 14 mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'ONÉ et comprenait une entente de règlement négociée avec les membres du comité sur les droits, les tarifs, les installations et les procédures (« DTIP ») qui représente les parties prenantes. Le règlement a l'appui de la majorité des membres du comité DTIP. La demande porte sur le barème tarifaire, les modalités de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification concernant la canalisation principale North Montney (« CPMN »). Étant donné la complexité des questions soulevées dans la demande, l'ONÉ a décidé de tenir une audience publique qui devrait s'achever au quatrième trimestre de 2019.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Le 16 mai 2019, l'ONÉ a approuvé la méthode de tarification concernant la CPNM, y compris le supplément demandé, sur une base provisoire, en attendant l'issue de la demande concernant le barème tarifaire et les services dont il est question ci-dessus.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,8 milliard de dollars.

Réseau principal au Canada

En mars 2019, l'ONÉ a approuvé les droits relatifs au réseau principal au Canada tels qu'ils étaient présentés dans le dépôt de conformité relatif à l'examen des droits pour la période de 2018 à 2020 remis en janvier 2019.

Le 9 mai 2019, nous avons obtenu l'approbation par l'ONÉ des ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay, telles qu'elles étaient présentées.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Vente d'actifs de Columbia Midstream

Le 1^{er} août 2019, nous avons mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à UGI Energy Services, LLC, filiale de UGI Corporation, pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars américains avant les ajustements postérieurs à la clôture. La vente a donné lieu à un gain de 21 millions de dollars avant les impôts (une perte de 133 millions de dollars après les impôts), compte tenu d'un écart d'acquisition de 595 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice. Cette vente ne comprend aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, notre entreprise d'exploitation des minéraux dans le bassin des Appalaches.

Règlement tarifaire de Columbia Gulf

Columbia Gulf et ses expéditeurs sont récemment arrivés à une entente de principe qui règle l'ensemble des questions liées aux tarifs et aux services soulevées lors des négociations. Nous prévoyons déposer auprès de la FERC, avant la fin de l'année, une entente qui reflétera les termes de ce règlement de principe, écartant de la sorte la nécessité de déposer un dossier tarifaire général comme le prévoyait le précédent règlement de 2016 de Columbia Gulf. Nous nous attendons à ce que la FERC entérine l'entente de règlement sans opposition.

Réglementation sur la conformité de la PHMSA

La Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») a publié son règlement définitif révisant les règles fédérales en matière de sécurité des pipelines. Le règlement actualise les normes en matière de rapports et de conservation des dossiers pour les gazoducs et élargit la portée des évaluations obligatoires de l'intégrité devant être réalisées sur certains tronçons de pipelines situés hors des zones sujettes à de graves conséquences. Le règlement définitif oblige aussi les exploitants à passer en revue les dossiers sur la pression manométrique maximale de service et à apporter des correctifs spécifiques lorsque ces dossiers ne peuvent être consultés. Nous évaluons actuellement les conséquences sur l'exploitation et sur notre situation financière de ce règlement qui entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2020.

GTN XPress

Au troisième trimestre de 2019, nous avons lancé le projet GTN XPress, un projet intégré d'accroissement de la fiabilité et d'expansion du réseau de GTN qui permettra de transporter les volumes supplémentaires découlant du programme de livraison parcours ouest dont il est question précédemment. Le projet GTN XPress devrait être achevé vers la fin de 2023, pour un coût total estimé de 0,3 milliard de dollars américains.

East Lateral XPress

Au deuxième trimestre de 2019, nous avons approuvé le projet East Lateral XPress, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf qui reliera l'approvisionnement aux marchés d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Sous réserve d'une décision d'investissement finale positive du client, la mise en service est prévue pour 2022 et le coût estimatif du projet s'élève à 0,3 milliard de dollars américains.

Louisiana XPress et Grand Chenier XPress

Collectivement, les projets Louisiana XPress et Grand Chenier XPress achemineront près de 2 Gpi³/j vers les installations d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Les deux projets ont maintenant obtenu les approbations nécessaires des clients ou l'abandon des conditions, de sorte qu'ils peuvent passer à la phase d'exécution. Le service provisoire pour les expéditeurs de Louisiana XPress débutera sur le réseau de Columbia Gulf le 1^{er} novembre 2019. La mise en service complète de Louisiana XPress est prévue pour 2022 et le coût total du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars américains. La mise en service de Grand Chenier XPress est prévue pour 2021 et 2022 pour les phases I et II, respectivement, et le coût total estimatif du projet s'élève à 0,2 milliard de dollars américains.

Mountaineer XPress et Gulf XPress

Le projet Mountaineer XPress, un projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf, a été mis en service graduellement au cours du premier trimestre de 2019, de même que Gulf XPress, un projet de Columbia Gulf.

GAZODUCS – MEXIQUE**Arbitrage**

En juin 2019, la CFE a déposé des demandes d'arbitrage en vertu des contrats visant Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula. La CFE cherchait à faire annuler les clauses qui régissent les responsabilités respectives des parties en cas de force majeure et à obtenir le remboursement de certains frais fixes de capacité. En ce qui concerne Sur de Texas, les parties ont mis en œuvre la convention modifiée décrite ci-après et la CFE a retiré sa demande d'arbitrage visant Sur de Texas.

Les négociations se poursuivent en ce qui concerne les demandes d'arbitrage visant Villa de Reyes et Tula, et des ententes devraient intervenir avant la fin de 2019. Les procédures d'arbitrage ont donc été suspendues temporairement pendant la conduite des négociations.

Sur de Texas

En septembre 2019, l'exploitation commerciale du gazoduc Sur de Texas a commencé après la mise en œuvre de la convention modifiée susmentionnée avec la CFE. L'entente initiale visant Sur de Texas établissait des droits variables sur une durée contractuelle de 25 ans. Par suite de la modification, le contrat a été prolongé et la CFE obtiendra désormais des services de transport sur 35 ans selon une structure tarifaire normalisée fondée sur les coûts de construction réels qui prévoit des droits fixes initiaux pour les 25 premières années du contrat et des droits fixes plus élevés pour les 10 dernières années du contrat. Les autres modalités et conditions du contrat restent essentiellement les mêmes. Les produits mensuels tirés de ce gazoduc seront constatés à un taux moyen normalisé sur la durée contractuelle de 35 ans.

Villa de Reyes

Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent, mais le projet a subi des événements de force majeure qui ont retardé sa mise en service. La mise en service graduelle du projet devrait commencer au début de 2020 et nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans le contrat, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.

Tula

Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. La date de mise en service estimée du projet est prévue deux ans après la conclusion fructueuse des consultations menées par le Secrétariat de l'Énergie. Nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans le contrat, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.

PIPELINES DE LIQUIDES

Réseau d'oléoducs Keystone

En janvier 2019, nous avons conclu un accord avec Motiva Enterprises LLC (« Motiva ») visant la construction de canalisations de raccordement entre le réseau d'oléoducs Keystone et la raffinerie d'une capacité 630 000 b/j de Motiva à Port Arthur, au Texas. L'objectif est de rendre ce raccordement prêt à entrer en fonction au deuxième trimestre de 2020.

Au début de février 2019, nous avons temporairement mis en arrêt le réseau d'oléoducs Keystone après la détection d'une fuite près de St. Charles, au Missouri. Le réseau d'oléoducs a été remis en service le jour même, mais le tronçon qui relie Steele City, au Nebraska, à Patoka, en Illinois, a été remis en service à la mi-février 2019. Cette mise hors service ne devrait pas avoir un effet important sur le résultat de 2019 de la société.

Keystone XL

En mars 2019, le président américain Donald Trump a délivré un nouveau permis présidentiel pour le projet Keystone XL, lequel a remplacé le permis de 2017 et entraîné la fermeture des dossiers concernant le permis de 2017 et l'injonction interdisant certains travaux préalables à la construction et la construction du projet par la Cour d'appel du Neuvième District des États-Unis (la « Cour d'appel »).

Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis et TC Énergie ont présenté des requêtes demandant le rejet de la poursuite intentée par deux communautés autochtones des États-Unis, dont la portée avait été étendue pour contester les permis présidentiels de 2017 et de 2019. La Cour de district des États-Unis au Montana a entendu les plaidoiries sur les requêtes de rejet des plaintes au 12 septembre 2019 et sa décision est attendue avant la fin de l'année.

Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis a présenté une requête demandant le rejet de la contestation du permis présidentiel de 2019 par Indigenous Environmental Network. TC Énergie est intervenue et a pris des mesures pour faire annuler cette poursuite. La requête en rejet et la demande d'injonction provisoire de l'Indigenous Environmental Network ont été entendues par la Cour de district des États-Unis au Montana le 9 octobre 2019. Un jugement devrait être rendu avant la fin de l'année.

Le 23 août 2019, la Cour suprême du Nebraska a confirmé la décision rendue en novembre 2017 par la Public Service Commission de l'État du Nebraska qui approuvait le tracé du pipeline Keystone XL à travers l'État. Une requête demandant le réexamen de cette décision a été rejetée.

Le Département d'État des États-Unis a publié un projet d'énoncé supplémentaire de l'impact environnemental du projet le 4 octobre 2019. Ce projet d'énoncé vient compléter l'énoncé de l'impact environnemental de 2014 à l'égard de Keystone XL. Il tient compte des modifications apportées au projet depuis 2014, notamment le tracé au Nebraska, et comprend des renseignements mis à jour ainsi que de nouvelles études. L'énoncé de l'impact environnemental devrait être publié d'ici la fin de 2019.

Nous continuons de gérer activement les questions d'ordre juridique et réglementaire à mesure que le projet avance.

White Spruce

Le pipeline White Spruce, qui transporte du pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited situées dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids, est entré en service en mai 2019.

Northern Courier

Le 17 juillet 2019, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à Alberta Investment Management Corporation pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de notre participation résiduelle de 15 % à la juste valeur. Après les impôts, le gain de 115 millions de dollars reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, dont le produit a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global de 1,15 milliard de dollars pour TC Énergie découlant de la monétisation de cet actif.

Nous demeurons l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabilisons notre participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans nos états financiers consolidés.

ÉNERGIE ET STOCKAGE (AUPARAVANT, ÉNERGIE)

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 30 juillet 2019, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin du premier trimestre de 2020 sous réserve des conditions, incluant les approbations réglementaires et le rétablissement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente. Nous prévoyons que cette vente donnera lieu à une perte totale d'environ 330 millions de dollars avant les impôts (231 millions de dollars après les impôts). Comme ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente, une tranche de 202 millions de dollars de cette perte avant les impôts (133 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au 30 septembre 2019. Le montant résiduel de la perte reflète le reste des coûts qui seront engagés jusqu'à la mise en service de la centrale de Napanee, y compris les intérêts capitalisés, et sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

En mars 2019, un bris d'équipement s'est produit à Napanee pendant le déroulement des activités de mise en service. Des mesures sont prises pour rétablir la situation et l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin du premier trimestre de 2020 pour un coût de projet estimé à 1,8 milliard de dollars.

Centrale de Coolidge

En décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, et nous avons résilié l'entente avec SWG. Le 21 mai 2019, nous avons conclu la vente à SRP conformément aux modalités de son droit de premier refus pour un produit de 448 millions de dollars américains, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 68 millions de dollars avant les impôts (54 millions de dollars après les impôts).

Monétisation de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis

En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette transaction marque la fin de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés 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 croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la gestion du portefeuille, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et, si cela est jugé approprié, à notre RRD. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 septembre 2019, notre actif à court terme s'élevait à 8,3 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,0 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 2,7 milliards de dollars, comparativement à 7,8 milliards de dollars au 31 décembre 2018. 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 non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 11,5 milliards de dollars reste inutilisée;
- notre accès aux marchés financiers.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 585	1 299	5 256	4 516
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(140)	284	(329)	130
Fonds provenant de l'exploitation	1 445	1 583	4 927	4 646
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	—	(12)	8	(5)
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 802	1 571	5 292	4 641
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(40)	(120)	(118)
Distributions aux participations sans contrôle	(50)	(57)	(164)	(174)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ¹	(55)	(61)	(178)	(191)
Flux de trésorerie distribuables comparables	1 657	1 413	4 830	4 158
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	1,78 \$	1,56 \$	5,21 \$	4,63 \$

1 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, y compris les apports en trésorerie pour financer notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, lesquelles concernent principalement les apports versés à Bruce Power.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 231 millions de dollars et de 651 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2018, hausse qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et à l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

RENTRÉES NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 286 millions de dollars et de 740 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital.

Les flux de trésorerie distribuables comparables ont augmenté de 244 millions de dollars et de 672 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2018, ce qui s'explique par la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables décrite ci-dessus. Les flux de trésorerie distribuables comparables du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 se sont chiffrés à 1,78 \$ et à 5,21 \$ par action ordinaire, respectivement, et tiennent compte également de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme ACM en 2018.

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	
	2019	2018	2019	2018
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 818)	(2 435)	(5 411)	(6 474)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(184)	(127)	(565)	(239)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(133)	(236)	(453)	(778)
	(2 135)	(2 798)	(6 429)	(7 491)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	1 807	—	2 398	—
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	186	121
Montants reportés et autres	(73)	(16)	(154)	78
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(401)	(2 814)	(3 999)	(7 292)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

En 2019, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL et des projets de Columbia Gas, ainsi que de la construction du gazoduc Coastal Gaslink, de la centrale électrique de Napanee et des dépenses d'investissement de maintien. La diminution des dépenses en immobilisations en 2019 reflète l'achèvement et la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, ainsi que l'achèvement de la centrale électrique de Napanee qui approche, dont l'effet a été en partie contrebalancé par l'accroissement des dépenses consacrées au réseau de NGTL et à Coastal Gaslink.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement en 2019 et en 2018 concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Keystone XL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2019 comparativement à 2018, en raison surtout de la réduction des apports à Sur de Texas, lesquels comprennent notre quote-part des besoins de financement par emprunt pendant la construction, et de la réduction des apports à Millenium.

Au troisième trimestre de 2019, nous avons mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream pour un produit net de 1,7 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars américains) et la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier pour un produit net de 146 millions de dollars.

Au deuxième trimestre de 2019, nous avons mené à terme la vente de notre centrale de Coolidge pour un produit net de 591 millions de dollars.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont attribuables à notre quote-part des financements de Bruce Power et de Northern Border visant à financer leurs programmes d'investissement respectifs et à verser des distributions à leurs partenaires. Au premier trimestre de 2019, nous avons reçu des distributions de 120 millions de dollars (121 millions de dollars en 2018) de Bruce Power par suite de son émission de billets de premier rang sur les marchés financiers. Au deuxième trimestre de 2019, nous avons reçu des distributions de 66 millions de dollars (néant en 2018) de Northern Border provenant d'un prélèvement sur sa facilité de crédit renouvelable pour gérer les niveaux de capitalisation.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2018	30 septembre	2018
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(2 584)	1 421	(688)	1 906
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission ¹	1 994	1 026	3 015	4 359
Remboursements de titres d'emprunt à long terme ¹	(1)	(1 232)	(1 835)	(3 266)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 441	—	1 441	—
Dividendes et distributions versés	(549)	(513)	(1 628)	(1 446)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	83	354	242	1 139
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	49
Rentrées nettes liées aux activités de financement	384	1 056	547	2 741

1 Compte tenu des emprunts et des remboursements sur une facilité d'emprunt non garantie de TC PipeLines, LP.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Nous conservons un accès aux marchés des titres d'emprunt afin de financer en partie nos programmes d'expansion et nos autres besoins de financement. En juillet 2019, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, et le produit de cette émission a été versé à TC Énergie avant la vente d'une participation de 85 % dans le pipeline. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

En septembre 2019, nous avons émis des billets à moyen terme d'un montant de 1,0 milliard de dollars. Nous avons également émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,1 milliard de dollars américains par l'intermédiaire de Transcanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. La note 8, intitulée « Dette à long terme », et la note 9, intitulée « Billets subordonnés de rang inférieur », afférentes à nos états financiers consolidés condensés contiennent d'autres renseignements sur notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur au 30 septembre 2019 et pour le trimestre et la période de neuf mois clos à cette date.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En ce qui concerne le dividende sur les actions ordinaires déclaré le 1^{er} août 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 35 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 247 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Depuis le début de l'exercice 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 34 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 711 millions de dollars.

À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie cesseront d'être émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte. Elles seront 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 31 octobre 2019, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,75 \$ par action, payables le 31 janvier 2020 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2019.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Le 29 octobre 2019, nous avons 934 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.

Les porteurs des actions privilégiées de série 9 avaient la possibilité de convertir ces actions en actions privilégiées de série 10 sur avis jusqu'au 15 octobre 2019. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 9 remises aux fins de conversion était inférieur au seuil fixé, aucune action privilégiée de série 9 n'a par la suite été convertie en action privilégiée de série 10.

FACILITÉS DE CRÉDIT

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

Au 29 octobre 2019, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,6 milliards de dollars, dont une tranche de 11,4 milliards de dollars est toujours disponible.

Au 29 octobre 2019, 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 sont restés pratiquement au même niveau qu'au 31 décembre 2018. L'accroissement des engagements liés à la construction de Coastal GasLink et aux projets de croissance de Columbia a été contrebalancé par la réalisation des engagements relatifs au réseau de NGTL, au pipeline White Spruce, au réseau principal au Canada et au gazoduc Villa de Reyes.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2019 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 2018 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

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 2018 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 2018.

En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette transaction marque la fin de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région et atténue notre risque lié au prix des produits de base.

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, et nous recevons des intérêts à taux variable sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus. Une petite partie de notre dette à long terme est assortie de taux d'intérêt 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 un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

RISQUE DE CHANGE

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges 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 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 pour un an au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

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

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

trimestre clos le 30 septembre 2019	1,32
trimestre clos le 30 septembre 2018	1,31
période de neuf mois close le 30 septembre 2019	1,33
période de neuf mois close le 30 septembre 2018	1,29

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	
	2019	2018	2019	2018
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	459	417	1 550	1 348
BAll comparable des gazoducs au Mexique ¹	122	122	349	366
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	306	218	894	605
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(330)	(335)	(989)	(981)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	9	4	24	10
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	48	91	156	230
Participations sans contrôle et autres comparables libellés en dollars US	(46)	(50)	(174)	(195)
	568	467	1 810	1 383

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

Couvertures de l'investissement net

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises 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;
- à un prêt consenti.

Nous surveillons les contreparties et passons en revue les débiteurs régulièrement et, au besoin, nous constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 septembre 2019, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Les prix du gaz naturel qui restent bas exercent une pression accrue sur la situation financière de certains de nos expéditeurs de gaz naturel dans le BSOC et le bassin des Appalaches. Nous ne prévoyons pas que les difficultés qu'éprouvent les expéditeurs auront des conséquences négatives importantes sur notre résultat et nos flux de trésorerie.

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.

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Nous comptabilisons la participation dans la coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022.

Au 30 septembre 2019, notre bilan consolidé condensé comprenait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars (18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2018) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 38 millions de dollars et de 110 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 (32 millions de dollars et 88 millions de dollars en 2018) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans notre secteur des gazoducs au Mexique. Ainsi, il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice net.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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 2019	31 décembre 2018
Autres actifs à court terme	211	737
Actifs incorporels et autres actifs	52	61
Créditeurs et autres	(213)	(922)
Autres passifs à long terme	(154)	(42)
	(104)	(166)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

(Pertes) gains 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	
	2019	2018	2019	2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	(69)	(31)	(98)	(41)
Change	(31)	60	176	(79)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	132	81	319	210
Change	(9)	(5)	(68)	14
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	1	1	(8)	—
Taux d'intérêt	1	(2)	1	(1)

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

2 Au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018, 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.

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

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	96	535	(573)	(577)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(5)	(17)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	1	(2)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement dans le bénéfice net des pertes sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ^{1,2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(1)	(5)
Contrats sur produits de base	(4)	(3)	—	—

1 Se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

(en millions de dollars)	périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	674	1 724	(1 747)	(1 662)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(16)	(59)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement dans le bénéfice net des pertes sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ^{1,2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(9)	(17)
Contrats sur produits de base	(4)	(4)	—	—

1 Se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

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

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 septembre 2019, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 5 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2019, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 5 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

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 2019, 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 2019 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 2018 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2018, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2018 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2019

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location de telle sorte que, pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location, le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état consolidé des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et elles ont été appliquées à l'aide d'un allègement transitoire facultatif qui a permis aux entités d'appliquer pour la première fois la nouvelle norme en matière de contrats de location à l'adoption (le 1^{er} janvier 2019) et de comptabiliser un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture dans la période au cours de laquelle l'adoption est survenue. Cette option de transition a dispensé la société d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elle présente.

La société a opté pour les mesures de simplification et des exemptions disponibles à l'adoption qui lui permettent :

- de ne pas réévaluer les conclusions antérieures sur les contrats de location existants concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon la nouvelle norme;
- de reporter prospectivement le classement des contrats de location historiques et le traitement comptable qui se rapporte aux servitudes afférentes aux contrats existants;
- de ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme;
- de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur;
- de recourir à des connaissances a posteriori pour déterminer la durée du contrat de location et de soumettre les actifs au titre de droits d'utilisation à un test de dépréciation.

Les nouvelles directives ont eu une incidence importante sur le bilan consolidé condensé de la société, sans toutefois avoir d'incidence sur ses états consolidés condensés des résultats et des flux de trésorerie. Les répercussions les plus importantes ont trait à la comptabilisation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents aux contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant les activités locatives de la société. Il y a lieu de se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives ainsi que sur les conventions comptables mises à jour de la société eu égard aux contrats de location.

Des hypothèses et jugements importants ont été utilisés lors de l'application des nouvelles directives pour déterminer ce qui suit :

- si un contrat contient un contrat de location;
- la durée du contrat de location, compte tenu des options de renouvellement pouvant être exercées. La durée de l'ensemble des contrats de location de la société tient compte du temps pour lequel le contrat de location est non résiliable et des intervalles supplémentaires visés par une option de prolongation (ou de non-résiliation) du contrat de location que la société a la certitude raisonnable d'exercer ou une option de prolongation (ou de non-résiliation) du contrat de location que contrôle le bailleur;
- le taux d'actualisation du contrat de location.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. La société a choisi d'adopter ces directives à compter du premier trimestre de 2019. Ces directives ont été appliquées rétrospectivement et n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. Nous avons pratiquement terminé notre analyse et nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. Nous avons pratiquement terminé notre analyse et nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, mais l'adoption anticipée est permise. Nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, mais l'adoption anticipée est permise. Nous sommes actuellement à évaluer le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2019				2018			2017
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	3 133	3 372	3 487	3 904	3 156	3 195	3 424	3 617
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	1 125	1 004	1 092	928	785	734	861
Résultat comparable	970	924	987	946	902	768	864	719
Données par action								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,79 \$	1,21 \$	1,09 \$	1,19 \$	1,02 \$	0,88 \$	0,83 \$	0,98 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,04 \$	1,00 \$	1,07 \$	1,03 \$	1,00 \$	0,86 \$	0,98 \$	0,82 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,625 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

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

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

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net sont fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation de liquides. De plus, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation de liquides;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

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 2019 sont également exclus :

- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, au 30 septembre 2019 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui sont destinées à la vente. Le total de la perte, après les impôts, sur cette vente devrait s'établir à 231 millions de dollars. Le solde de la perte correspond essentiellement aux coûts qui devront être engagés d'ici la mise en service de la centrale Napanee, y compris les intérêts capitalisés, et sera entièrement comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction, qui devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2020;
- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente partielle de Northern Courier, en juillet 2019.

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, qui ont été vendus en mai 2019.

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

- 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse par suite des mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora;
- une perte de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

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

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

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

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

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

- un gain de 6 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, essentiellement attribuable au produit comptabilisé sur la vente de nos contrats de vente au détail.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 sont également exclus :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL.

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	
	2019	2018	2019	2018
Produits				
Gazoducs – Canada	1 016	934	2 939	2 772
Gazoducs – États-Unis	1 176	967	3 691	2 988
Gazoducs – Mexique	151	156	455	460
Pipelines de liquides	694	564	2 233	1 831
Énergie et stockage	96	535	674	1 724
	3 133	3 156	9 992	9 775
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	334	147	695	492
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	980	884	2 816	2 580
Achats de produits de base revendus	2	318	368	1 239
Impôts fonciers	178	127	546	429
Amortissement	610	564	1 839	1 669
	1 770	1 893	5 569	5 917
Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus	(112)	—	(44)	—
Charges financières				
Intérêts débiteurs	573	577	1 747	1 662
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(120)	(147)	(358)	(365)
Intérêts créditeurs et autres charges	19	(168)	(250)	(139)
	472	262	1 139	1 158
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 113	1 148	3 935	3 192
Charge d'impôts				
Exigibles	452	30	724	169
Reportés	(178)	90	3	225
	274	120	727	394
Bénéfice net	839	1 028	3 208	2 798
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	59	59	217	229
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	780	969	2 991	2 569
Dividendes sur les actions privilégiées	41	41	123	122
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	928	2 868	2 447
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,79 \$	1,02 \$	3,09 \$	2,72 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	932	906	927	898
Dilué	933	907	928	898

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net	839	1 028	3 208	2 798
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	225	(282)	(530)	409
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	(4)	—	(13)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(9)	9	24	(6)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(26)	4	(85)	9
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	4	6	10	16
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	3	10	8	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	6	7	18
Autres éléments du résultat étendu	196	(247)	(579)	456
Résultat étendu	1 035	781	2 629	3 254
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	74	28	151	304
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	961	753	2 478	2 950
Dividendes sur les actions privilégiées	41	41	123	122
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	920	712	2 355	2 828

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	839	1 028	3 208	2 798
Amortissement	610	564	1 839	1 669
Impôts reportés	(178)	90	3	225
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(334)	(147)	(695)	(492)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	339	296	888	761
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	3	(22)	(27)	(22)
(Perte) gain sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus	112	—	44	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(76)	(104)	(225)	(261)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	100	(29)	(78)	120
Autres	30	(93)	(30)	(152)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	140	(284)	329	(130)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 585	1 299	5 256	4 516
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 818)	(2 435)	(5 411)	(6 474)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(184)	(127)	(565)	(239)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(133)	(236)	(453)	(778)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	1 807	—	2 398	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	186	121
Montants reportés et autres	(73)	(16)	(154)	78
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(401)	(2 814)	(3 999)	(7 292)
Activités de financement				
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(2 584)	1 421	(688)	1 906
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 994	1 026	3 015	4 359
Remboursements sur la dette à long terme	(1)	(1 232)	(1 835)	(3 266)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 441	—	1 441	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(459)	(416)	(1 344)	(1 154)
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(40)	(120)	(118)
Distributions aux participations sans contrôle	(50)	(57)	(164)	(174)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	83	354	242	1 139
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	49
Rentrées nettes liées aux activités de financement	384	1 056	547	2 741
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	15	(10)	(1)	47
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	1 583	(469)	1 803	12
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	666	1 570	446	1 089
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	2 249	1 101	2 249	1 101

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2019	31 décembre 2018
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 249	446
Débiteurs	1 957	2 535
Stocks	469	431
Actifs destinés à la vente	2 805	543
Autres	794	1 180
	8 274	5 135
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 26 960 \$ et 25 834 \$	64 962	66 503
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 617	7 113
Actifs réglementaires	1 525	1 548
Écart d'acquisition	13 165	14 178
Prêt à une société liée	1 401	1 315
Actifs incorporels et autres actifs	2 170	1 921
Placements restreints	1 497	1 207
	99 611	98 920
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	2 011	2 762
Créditeurs et autres	4 853	5 408
Dividendes à payer	713	668
Intérêts courus	611	646
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 839	3 462
	11 027	12 946
Passifs réglementaires	3 898	3 930
Autres passifs à long terme	1 634	1 008
Passifs d'impôts reportés	5 691	6 026
Dette à long terme	36 389	36 509
Billets subordonnés de rang inférieur	8 771	7 508
	67 410	67 927
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	24 128	23 174
Émises et en circulation : 30 septembre 2019 – 934 millions d'actions 31 décembre 2018 – 918 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	—	17
Bénéfices non répartis	3 569	2 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 119)	(606)
Participations assurant le contrôle	30 558	29 338
Participations sans contrôle	1 643	1 655
	32 201	30 993
	99 611	98 920

Éventualités et garanties (note 15)

Entités à détenteurs de droits variables (note 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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	
	2019	2018	2019	2018
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	23 795	22 385	23 174	21 167
Actions émises :				
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission	—	352	—	1 118
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	240	209	684	640
À l'exercice d'options sur actions	93	5	270	26
Solde à la fin de la période	24 128	22 951	24 128	22 951
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	12	17	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(8)	3	(20)	8
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfiques non répartis	3	—	3	—
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	—	—	—	7
Solde à la fin de la période	—	15	—	15
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	3 534	2 020	2 773	1 623
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	780	969	2 991	2 569
Dividendes sur les actions ordinaires	(701)	(631)	(2 090)	(1 869)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)	(102)	(100)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfiques non répartis	(3)	—	(3)	—
Ajustement de l'incidence fiscale du transfert d'actifs à TC Pipelines, LP	—	—	—	95
Solde à la fin de la période	3 569	2 318	3 569	2 318
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	(1 300)	(1 134)	(606)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	181	(216)	(513)	381
Solde à la fin de la période	(1 119)	(1 350)	(1 119)	(1 350)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle				
	30 558	27 914	30 558	27 914
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	1 618	2 053	1 655	1 852
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	59	59	217	229
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	15	(31)	(66)	75
Émission de parts de TC PipeLines, LP				
Produit, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	49
Diminution de la participation de TC Énergie dans TC Pipelines, LP	—	—	—	(9)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(49)	(58)	(163)	(173)
Solde à la fin de la période	1 643	2 023	1 643	2 023
Total des capitaux propres	32 201	29 937	32 201	29 937

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. Règles de présentation

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé sa dénomination pour celle de Corporation TC Énergie Corporation (« TC Énergie » ou la « société »). Le secteur Énergie qui a été présenté antérieurement a été renommé le secteur Énergie et stockage depuis le premier trimestre de 2019.

Les présents états financiers consolidés condensés de TC Énergie 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 2018, 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 2018 contenus dans le rapport annuel de 2018 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 2018 compris dans le rapport annuel de 2018 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 les secteurs des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice du secteur des pipelines de liquides de la société en raison des fluctuations du débit du réseau d'oléoducs Keystone et des activités de commercialisation. 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, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie et du stockage de la société.

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 2018, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. Modifications comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2019

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location de telle sorte que, pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location, le preneur à bail doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état consolidé des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et elles ont été appliquées à l'aide d'un allègement transitoire facultatif qui a permis aux entités d'appliquer pour la première fois la nouvelle norme en matière de contrats de location à l'adoption (le 1^{er} janvier 2019) et de comptabiliser un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture dans la période au cours de laquelle l'adoption est survenue. Cette option de transition a dispensé la société d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elle présente.

La société a opté pour les mesures de simplification et des exemptions disponibles à l'adoption lui permettent :

- de ne pas réévaluer les conclusions antérieures sur les contrats de location existants concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon la nouvelle norme;
- de reporter prospectivement le classement des contrats de location historiques et le traitement comptable qui se rapporte aux servitudes afférentes aux contrats existants;
- de ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme;
- de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur;
- de recourir à des connaissances a posteriori pour déterminer la durée du contrat de location et de soumettre les actifs au titre de droits d'utilisation à un test de dépréciation.

Les nouvelles directives ont eu une incidence importante sur le bilan consolidé condensé de la société, sans toutefois avoir d'incidence sur ses états consolidés condensés des résultats et des flux de trésorerie. Les répercussions les plus importantes ont trait à la comptabilisation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents aux contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant les activités locatives de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Contrats de location » pour un complément d'information sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives ainsi que sur les conventions comptables mises à jour de la société eu égard aux contrats de location.

Des hypothèses et jugements importants ont été utilisés lors de l'application des nouvelles directives pour déterminer ce qui suit :

- si un contrat contient un contrat de location;
- la durée du contrat de location, compte tenu des options de renouvellement pouvant être exercées. La durée de l'ensemble des contrats de location de la société tient compte du temps pour lequel le contrat de location est non résiliable et des intervalles supplémentaires visés par une option de prolongation (ou de non résiliation) du contrat de location que la société a la certitude raisonnable d'exercer ou une option de prolongation (ou de non résiliation) du contrat de location que contrôle le bailleur;
- le taux d'actualisation du contrat de location.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. La société a choisi d'adopter ces directives à compter du premier trimestre de 2019. Ces directives ont été appliquées rétrospectivement et n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. La société a pratiquement terminé son analyse et elle ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. La société a pratiquement terminé son analyse et elle ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, mais l'adoption anticipée est permise. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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 le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, mais l'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

3. Informations sectorielles

trimestre clos le 30 septembre 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage¹	Siège social²	Total
Produits	1 016	1 176	151	694	96	—	3 133
Produits intersectoriels	—	40	—	—	4	(44) ³	—
	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 ⁴	334
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(380)	(393)	(11)	(185)	(51)	40 ³	(980)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2)	—	(2)
Impôts fonciers	(68)	(86)	—	(22)	(2)	—	(178)
Amortissement	(289)	(192)	(27)	(83)	(19)	—	(610)
Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	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 ⁴							(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 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 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.

4 Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les pertes de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portées dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

trimestre clos le 30 septembre 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage¹	Siège social²	Total
Produits	934	967	156	564	535	—	3 156
Produits intersectoriels	—	40	—	—	3	(43) ³	—
	934	1 007	156	564	538	(43)	3 156
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	62	8	22	112	(60) ⁴	147
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(356)	(313)	(11)	(160)	(79)	35 ³	(884)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(318)	—	(318)
Impôts fonciers	(59)	(41)	—	(24)	(3)	—	(127)
Amortissement	(255)	(170)	(26)	(86)	(27)	—	(564)
Bénéfice sectoriel	267	545	127	316	223	(68)	1 410
Intérêts débiteurs							(577)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							147
Intérêts créditeurs et autres ⁴							168
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 148
Charge d'impôts							(120)
Bénéfice net							1 028
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(59)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							969
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							928

1 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 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.

4 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les pertes de change réalisées sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les gains de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portés dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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 stockage¹	Siège social²	Total
Produits	2 939	3 691	455	2 233	674	—	9 992
Produits intersectoriels	—	123	—	—	15	(138) ³	—
	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 ⁴	695
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 085)	(1 127)	(37)	(518)	(175)	126 ³	(2 816)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(368)	—	(368)
Impôts fonciers	(206)	(258)	—	(77)	(5)	—	(546)
Amortissement	(862)	(565)	(86)	(260)	(66)	—	(1 839)
Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	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 ⁴							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 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 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.

4 Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les pertes de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portées dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage¹	Siège social²	Total
Produits	2 772	2 988	460	1 831	1 724	—	9 775
Produits intersectoriels	—	121	—	—	50	(171) ³	—
	2 772	3 109	460	1 831	1 774	(171)	9 775
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9	188	20	50	277	(52) ⁴	492
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 020)	(925)	(25)	(506)	(250)	146 ³	(2 580)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 239)	—	(1 239)
Impôts fonciers	(200)	(149)	—	(74)	(6)	—	(429)
Amortissement	(761)	(489)	(73)	(254)	(92)	—	(1 669)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	800	1 734	382	1 047	464	(77)	4 350
Intérêts débiteurs							(1 662)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							365
Intérêts créditeurs et autres ⁴							139
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 192
Charge d'impôts							(394)
Bénéfice net							2 798
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(229)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							2 569
Dividendes sur les actions privilégiées							(122)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							2 447

1 Auparavant, le secteur Énergie.

2 Comprend les éliminations intersectorielles.

3 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.

4 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les pertes de change réalisées sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Les gains de change compensatoires sur le prêt intersociétés sont portés dans les intérêts créditeurs et autres. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt à long terme de cette coentreprise.

TOTAL DE L'ACTIF PAR SECTEUR

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Gazoducs – Canada	20 874	18 407
Gazoducs – États-Unis	42 067	44 115
Gazoducs – Mexique	7 204	7 058
Pipelines de liquides	16 135	17 352
Énergie et stockage	7 780	8 475
Siège social	5 551	3 513
	99 611	98 920

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

4. Produits

VENTILATION DES PRODUITS

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018 :

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	—	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 7 « Contrats de location » et à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.

trimestre clos le 30 septembre 2018 (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	934	788	155	511	—	2 388
Électricité	—	—	—	—	450	450
Stockage de gaz naturel et autres	—	158	1	1	4	164
	934	946	156	512	454	3 002
Autres produits ¹	—	21	—	52	81	154
	934	967	156	564	535	3 156

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 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des instruments financiers.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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	—	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 7 « Contrats de location » et à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.

période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (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	2 772	2 457	457	1 558	—	7 244
Électricité	—	—	—	—	1 455	1 455
Stockage de gaz naturel et autres	—	468	3	2	65	538
	2 772	2 925	460	1 560	1 520	9 237
Autres produits ¹	—	63	—	271	204	538
	2 772	2 988	460	1 831	1 724	9 775

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 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits provenant des instruments financiers.

SOLDES DES CONTRATS

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 181	1 684
Actifs sur contrats ¹	303	159
Actifs sur contrats à long terme ²	120	21
Passifs sur contrats ³	56	11
Passifs sur contrats à long terme ⁴	185	121

1 Les actifs sur contrats sont portés dans les autres actifs à court terme du bilan consolidé condensé.

2 Les actifs sur contrats à long terme sont portés dans les actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé condensé.

3 Les passifs sur contrats englobent des produits reportés, et ils sont portés dans les créditeurs et autres du bilan consolidé condensé. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, des produits de 6 millions de dollars ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture de la période.

4 Ces passifs tiennent compte des produits reportés, et ils sont portés dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé condensé.

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 2019, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2045 se sont chiffrés à environ 28,4 milliards de dollars, dont une tranche de 1,5 milliard de dollars devrait être prise en compte avant la fin de 2019.

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 2019, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2026, se sont établis à environ 0,9 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 170 millions de dollars devrait être constatée avant la fin de 2019.

5. Impôts sur le bénéfice

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018 étaient de 18 % et de 12 % respectivement. Le taux d'imposition effectif supérieur en 2019 découle principalement des écarts inférieurs liés aux taux d'imposition étrangers atténués en partie par des impôts transférés inférieurs relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Pour faire suite à la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié des projets de règlements en novembre et décembre 2018 qui présentaient un encadrement administratif et précisaient certains aspects des nouvelles lois quant à la déductibilité des intérêts, à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale, à la nouvelle déduction relative aux dividendes reçus et aux règles anti-entités hybrides. Ces projets de règlements sont à la fois complexes et exhaustifs. Une incertitude considérable continue de régner d'ici à ce que les règlements définitifs soient rendus publics, c'est-à-dire vers la fin de 2019. Si ces projets de règlement étaient adoptés en l'état actuel, ils ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Diminution du taux d'imposition en Alberta

Une diminution du taux d'imposition des sociétés en Alberta a été adoptée en juin 2019. En ce qui a trait aux entreprises canadiennes de la société qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (la « CATR »), cette diminution s'est traduite par une baisse du montant net des passifs d'impôts reportés et un recouvrement d'impôts reportés de 32 millions de dollars. Pour ce qui est des entreprises canadiennes assujetties à la CATR, cette modification apportée au taux a donné lieu à une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et à celle des actifs réglementaires à long terme de 83 millions de dollars au bilan consolidé condensé au 30 septembre 2019.

6. Actifs destinés à la vente

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 30 juillet 2019, TC Énergie a conclu une entente en vue de vendre les centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une tierce partie pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin du premier trimestre de 2020 sous réserve des conditions, incluant les approbations réglementaires et le rétablissement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente.

TC Énergie prévoit que cette vente donnera lieu à une perte totale d'environ 330 millions de dollars avant les impôts (231 millions de dollars après les impôts) dont une tranche de 202 millions de dollars (133 millions de dollars après les impôts) sera comptabilisée au 30 septembre 2019 au moment du classement des actifs nets comme étant destinés à la vente. Le montant résiduel de la perte sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

Au 30 septembre 2019, les actifs et passifs connexes du secteur de l'énergie et du stockage étaient classés comme étant destinés à la vente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)

Actifs destinés à la vente

Stocks	11
Immobilisations corporelles	2 501
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	280
Actifs incorporels et autres actifs	13
Total des actifs destinés à la vente	2 805
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	
Autres passifs à long terme	8
Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente¹	8

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

Centrale de Coolidge

Le 21 mai 2019, TC Énergie a conclu la vente de sa centrale de Coolidge, laquelle était présentée dans les actifs destinés à la vente au 31 décembre 2018. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Cessions » pour un complément d'information.

7. Contrats de location

En 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. La société a adopté ces nouvelles directives le 1^{er} janvier 2019 grâce à un allègement transitoire facultatif. Les résultats présentés pour 2019 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2018 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur les contrats de location.

Méthode comptable du preneur à bail

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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

Méthode comptable du bailleur

La société intervient en tant que bailleur à l'égard de certains contrats qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Elle comptabilise en tant que produits les paiements de loyers sur la durée du contrat selon le mode linéaire. Les paiements de loyers variables sont comptabilisés comme des produits dans la période au cours de laquelle surviennent des changements en ce qui a trait aux faits et circonstances sur lesquels s'appuie le calcul des paiements en question.

Incidence, à la date d'adoption, des nouvelles directives relatives aux contrats de location

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles directives relatives aux contrats de location sur les éléments qui ont été présentés antérieurement au bilan consolidé de la société :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Chiffres présentés au 31 décembre 2018	Ajustement	1 ^{er} janvier 2019
Immobilisations corporelles	66 503	585	67 088
Créditeurs et autres	5 408	57	5 465
Autres passifs à long terme	1 008	528	1 536

En tant que preneur à bail

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestre clos le 30 septembre 2019	période de neuf mois close le 30 septembre 2019
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	29	84
Produits tirés de la sous-location	(3)	(8)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	26	76

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestre clos le 30 septembre 2019	période de neuf mois close le 30 septembre 2019
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	19	56
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	5	8

(non audité)	au 30 septembre 2019
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	10 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,5 %

Le tableau suivant affiche les échéances relatives aux obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation sur une base prospective de 12 mois ainsi que les éléments dans lesquels elles ont été prises en compte au bilan consolidé condensé au 30 septembre 2019 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
2020	72
2021	69
2022	61
2023	59
2024	58
Par la suite	333
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	652
Intérêt théorique	(106)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation inscrites au bilan consolidé condensé	546
Chiffres présentés comme suit :	
Créditeurs et autres	56
Autres passifs à long terme	490
	546

Les paiements futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société présentés selon les directives antérieures en matière de location s'établissaient comme suit au 31 décembre 2018 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Paiements minimaux au titre de contrats de location-exploitation
2019	81
2020	78
2021	76
2022	69
2023	67
Par la suite	390
	761

Au 30 septembre 2019, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 544 millions de dollars, montant qui a été porté dans les immobilisations corporelles du bilan consolidé condensé.

En tant que bailleur

Les centrales de Grandview et de Bécancour du secteur de l'énergie et du stockage ainsi que le pipeline Northern Courier du secteur des pipelines de liquides ont été comptabilisés à titre de contrats de location-exploitation. Les CAE à long terme, aux termes desquelles la société vend de l'électricité pour les actifs faisant l'objet de contrats de location du secteur de l'énergie et du stockage, viennent à échéance entre 2024 et 2026. Le pipeline Northern Courier transporte du bitume et des diluants depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie, le contrat arrivant à échéance en 2042. Le 17 juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier et comptabilise désormais sa participation résiduelle de 15 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans les états financiers consolidés de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Cessions » pour un complément d'information. Par conséquent, seuls les produits tirés des contrats de location-exploitation antérieurs à cette vente ont été pris en compte dans les présentes informations concernant les activités de location.

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

Par ailleurs, la société loue des réservoirs de liquides qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 s'est établie respectivement à 38 millions de dollars et à 149 millions de dollars.

Les paiements futurs à recevoir au titre des contrats de location-exploitation se présentaient comme suit au 30 septembre 2019 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Paiements futurs au titre des contrats de location
Pour le reste de 2019	32
2020	119
2021	116
2022	111
2023	109
Par la suite	273
	760

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation se sont élevés respectivement à 856 millions de dollars et à 314 millions de dollars au 30 septembre 2019 (respectivement 2 007 millions de dollars et 324 millions de dollars au 31 décembre 2018).

8. 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 2019 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Septembre 2029	700	3,00 %
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Juillet 2048	300	4,18 %
	Avril 2019	Billets à moyen terme	Octobre 2049	1 000	4,34 %
NORTHERN COURIER PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP¹					
	Juillet 2019	Billets de premier rang garantis	Juin 2042	1 000	3,365 %

¹ Après l'émission de titres d'emprunt, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier. La participation résiduelle de 15 % de la société est comptabilisée selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 14 «Cessions» pour un complément d'information.

REMBOURSEMENTS DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2019	Billets à moyen terme	13	9,35 %	
	Mars 2019	Débetures	100	10,50 %	
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %	
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %	
TC PIPELINES, LP					
	Juin 2019	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable	
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Mai 2019	Emprunt à terme non garanti	35 US	Variable	

INTÉRÊTS CAPITALISÉS

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, TC Énergie a capitalisé des intérêts de l'ordre de 48 millions de dollars et de 129 millions de dollars, respectivement (33 millions de dollars et 89 millions de dollars en 2018, respectivement) en lien avec des projets d'investissement.

9. Billets subordonnés de rang inférieur émis

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Septembre 2019	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Septembre 2079	1 100 US	5,75 %

- 1 En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, ou autres obligations de TCPL.
- 2 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TC Énergie puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En septembre 2019, la fiducie a émis des billets de fiducie de la série 2019-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,1 milliard de dollars américains à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,50 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,1 milliard de dollars américains, assortis d'un taux initial fixe de 5,75 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de septembre 2029 jusqu'en septembre 2049 au TIOL de trois mois majoré de 4,404 % par année; il sera ajusté à compter de septembre 2049 jusqu'en septembre 2079 au TIOL de trois mois majoré de 5,154 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 septembre 2029, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

10. Dividendes par action ordinaire et par action privilégiée

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

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
par action ordinaire	0,75 \$	0,69 \$	2,25 \$	2,07 \$
par action privilégiée de série 1	0,20 \$	0,20 \$	0,61 \$	0,61 \$
par action privilégiée de série 2	0,23 \$	0,20 \$	0,68 \$	0,57 \$
par action privilégiée de série 3	0,13 \$	0,13 \$	0,40 \$	0,40 \$
par action privilégiée de série 4	0,19 \$	0,16 \$	0,56 \$	0,45 \$
par action privilégiée de série 5	0,14 \$	0,14 \$	0,42 \$	0,42 \$
par action privilégiée de série 6	0,20 \$	0,18 \$	0,60 \$	0,50 \$
par action privilégiée de série 7	0,24 \$	0,25 \$	0,74 \$	0,75 \$
par action privilégiée de série 9	0,27 \$	0,27 \$	0,80 \$	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 \$

Les porteurs des actions privilégiées de série 9 avaient le droit de convertir, au moyen d'un préavis, ces actions en actions privilégiées de série 10 au plus tard le 15 octobre 2019. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 9 remises aux fins de conversion était inférieur au seuil établi, aucune action privilégiée de série 9 n'a par la suite été convertie en action privilégiée de série 10.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

11. 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 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 des gains de conversion sur l'investissement net 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 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

trimestre clos le 30 septembre 2018 (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	(273)	(9)	(282)
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	5	(1)	4
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	8	(2)	6
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	6	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	7	(1)	6
Autres éléments du résultat étendu	(237)	(10)	(247)

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 des gains de conversion sur l'investissement net 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 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)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

période de neuf mois close le 30 septembre 2018	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
(non audité – en millions de dollars canadiens)			
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	397	12	409
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	8	1	9
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	21	(5)	16
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	12	(2)	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	20	(2)	18
Autres éléments du résultat étendu	450	6	456

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

trimestre clos le 30 septembre 2019	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2019	(557)	(63)	(309)	(371)	(1 300)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	198	(25)	—	—	173
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	(4)	6	3	3	8
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	194	(19)	3	3	181
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2019	(363)	(82)	(306)	(368)	(1 119)

- 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 et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de gains de 18 millions de dollars et de pertes de 1 million de dollars liés à des participations sans contrôle.
- 3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de gains liés à des participations sans contrôle de 2 millions de dollars.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

période de neuf mois close le 30 septembre 2019			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 2019	107	(23)	(314)	(376)	(606)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(457)	(70)	—	(1)	(528)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{3,4}	(13)	11	8	9	15
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(470)	(59)	8	8	(513)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2019	(363)	(82)	(306)	(368)	(1 119)

- 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 des participations sans contrôle de 49 millions de dollars, de 15 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement.
- 3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 21 millions de dollars (16 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 2019. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.
- 4 Le montant reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu relatif aux couvertures de flux de trésorerie est présenté déduction faite de gains liés à des participations sans contrôle de 1 million de dollars.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2019	2018	2019	2018	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	(4)	(3)	(4)	(4)	Produits (Énergie et stockage)
Intérêts	(3)	(4)	(10)	(13)	Intérêts débiteurs
	(7)	(7)	(14)	(17)	Total avant les impôts
	1	2	3	5	Charge d'impôts
	(6)	(5)	(11)	(12)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des pertes actuarielles	(4)	(4)	(11)	(12)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	1	(6)	3	2	Charge d'impôts
	(3)	(10)	(8)	(10)	Déduction faite des impôts ¹
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	(3)	(6)	(9)	(19)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	—	1	—	3	Charge d'impôts
	(3)	(5)	(9)	(16)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Écarts de conversion					
Réalisation de gains de change sur la cession d'établissements étrangers	4	—	13	—	Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus
	—	—	—	—	Charge d'impôts
	4	—	13	—	Déduction faite des impôts ¹

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

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de gains liés à des participations sans contrôle respectivement de 2 millions de dollars et de néant pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 (respectivement de 1 million de dollars et de 1 million de dollars en 2018) et de gains respectivement de 1 million de dollars et de néant pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 (respectivement de 4 millions de dollars et de 2 million de dollars en 2018).

12. 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Coût des services rendus ¹	31	30	1	1	95	91	4	3
Autres composantes du coût net des prestations ¹								
Coût financier	36	33	5	3	107	100	13	10
Rendement prévu des actifs des régimes	(55)	(55)	(4)	(4)	(167)	(165)	(12)	(12)
Amortissement des pertes actuarielles	3	4	1	—	9	11	2	1
Amortissement de l'actif réglementaire	3	5	—	—	10	14	1	—
	(13)	(13)	2	(1)	(41)	(40)	4	(1)
Coût net des prestations constaté	18	17	3	—	54	51	8	2

¹ Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

13. 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 2019, 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 un prêt.

La société surveille ses contreparties et passe régulièrement en revue ses débiteurs et, au besoin, constate une provision pour créances douteuses en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 septembre 2019, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration notable du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

La faiblesse persistante des prix du gaz naturel a mis à rudes épreuves sur le plan financier certains expéditeurs de la société de gaz naturel provenant du BSOC et du bassin des Appalaches. La société ne s'attend pas à ce que les défis auxquels sont confrontés ces expéditeurs aient une incidence significative sur ses résultats ou ses flux de trésorerie.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

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

La société détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Elle comptabilise la participation dans la coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. En 2017, la société a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022.

Au 30 septembre 2019, le bilan consolidé condensé de la société comprenait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars (18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2018) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TC Énergie dans les besoins de financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 38 millions de dollars et de 110 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 (32 millions de dollars et 88 millions de dollars en 2018) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des gazoducs du Mexique de la société. Ainsi, il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice net.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et à des options de change à terme 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 2019		31 décembre 2018	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises en dollars US ³	—	—	(43)	300 US
Options de change en dollars US (échéant de 2019 à 2020)	(4)	2 500 US	(47)	2 500 US
	(4)	2 500 US	(90)	2 800 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.

3 Le bénéfice net comprend des gains réalisés nets de néant pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 (respectivement de néant et de 1 million de dollars en 2018) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats de la société.

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 2019	31 décembre 2018
Montant nominal	29 700 (22 500 US)	31 000 (22 700 US)
Juste valeur	33 500 (25 300 US)	31 700 (23 200 US)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. Chacun de ces instruments est classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2019		31 décembre 2018	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{1,2}	(39 228)	(45 502)	(39 971)	(42 284)
Billets subordonnés de rang inférieur	(8 771)	(8 684)	(7 508)	(6 665)
	(47 999)	(54 186)	(47 479)	(48 949)

- 1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 450 millions de dollars américains (750 millions de dollars américains au 31 décembre 2018) 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 2019 comprend respectivement des gains non réalisés de 1 million de dollars et des pertes non réalisées de 4 millions de dollars (respectivement, des pertes non réalisées de 1 million de dollars et des gains non réalisés de 3 millions de dollars en 2018) 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 450 millions de dollars américains au 30 septembre 2019 (750 millions de dollars américains au 31 décembre 2018). 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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 2019		31 décembre 2018	
	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				
Échéant à moins de 1 an	—	16	—	22
Échéant entre 1 an et 5 ans	51	97	—	110
Échéant entre 5 et 10 ans	734	—	140	—
Échéant à plus de 10 ans	58	—	952	—
Juste valeur des titres de participation ²	528	—	—	—
	1 371	113	1 092	132

- 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.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2019		30 septembre 2018	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(Pertes nettes non réalisées) gains nets non réalisés de la période				
du trimestre clos	(57)	—	(34)	—
de la période de neuf mois close	22	3	(29)	1
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) de la période				
du trimestre clos	48	—	—	—
de la période de neuf mois close	59	—	(3)	—

- 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 septembre 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	—	—	—	195	195
Change	—	—	5	11	16
	—	—	5	206	211
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	—	—	—	48	48
Change	—	—	2	—	2
Taux d'intérêt	—	2	—	—	2
	—	2	2	48	52
Total des actifs dérivés	—	2	7	254	263
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(6)	—	—	(168)	(174)
Change	—	—	(10)	(22)	(32)
Taux d'intérêt	(7)	—	—	—	(7)
	(13)	—	(10)	(190)	(213)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(5)	—	—	(59)	(64)
Change	—	—	(1)	—	(1)
Taux d'intérêt	(89)	—	—	—	(89)
	(94)	—	(1)	(59)	(154)
Total des passifs dérivés	(107)	—	(11)	(249)	(367)
Total des dérivés	(107)	2	(4)	5	(104)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

au 31 décembre 2018	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
(non audité – en millions de dollars canadiens)					
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	1	—	—	716	717
Change	—	—	16	1	17
Taux d'intérêt	3	—	—	—	3
	4	—	16	717	737
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	1	—	—	50	51
Change	—	—	1	—	1
Taux d'intérêt	8	1	—	—	9
	9	1	1	50	61
Total des actifs dérivés	13	1	17	767	798
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(4)	—	—	(622)	(626)
Change	—	—	(105)	(188)	(293)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	—	(3)
	(4)	(3)	(105)	(810)	(922)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(28)	(28)
Change	—	—	(2)	—	(2)
Taux d'intérêt	(11)	(1)	—	—	(12)
	(11)	(1)	(2)	(28)	(42)
Total des passifs dérivés	(15)	(4)	(107)	(838)	(964)
Total des dérivés	(2)	(3)	(90)	(71)	(166)

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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 2019	31 décembre 2018	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	(331)	(748)	—	3
Dette à long terme	(267)	(273)	(2)	—
	(598)	(1 021)	(2)	3

1 Au 30 septembre 2019 et au 31 décembre 2018, ces soldes comprenaient des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers se présentent comme suit :

au 30 septembre 2019					
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Achats ¹	418	14	39	—	—
Ventes ¹	2 353	24	62	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 268	1 850
Millions de pesos mexicains	—	—	—	500	—
Dates d'échéance	2019-2024	2019-2027	2019-2020	2019-2020	2019-2030

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

au 31 décembre 2018					
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Achats ¹	23 865	44	59	—	—
Ventes ¹	17 689	56	79	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 862	1 650
Dates d'échéance	2019-2023	2019-2027	2019	2019	2019-2030

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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

(Pertes) gains 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	
	2019	2018	2019	2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	(69)	(31)	(98)	(41)
Change	(31)	60	176	(79)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	132	81	319	210
Change	(9)	(5)	(68)	14
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	1	1	(8)	—
Taux d'intérêt	1	(2)	1	(1)

- 1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.
- 2 Aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018 lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 11) 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	
	2019	2018	2019	2018
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	1	3	(13)	(3)
Taux d'intérêt	(35)	2	(95)	11
	(34)	5	(108)	8

- 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	96	535	(573)	(577)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(5)	(17)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	1	(2)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{1,2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(1)	(5)
Contrats sur produits de base	(4)	(3)	—	—

- 1 Il y a lieu de se reporter à la note 11 « 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.
- 2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	674	1 724	(1 747)	(1 662)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(16)	(59)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{1,2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(9)	(17)
Contrats sur produits de base	(4)	(4)	—	—

- 1 Il y a lieu de se reporter à la note 11 « 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.
- 2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	243	(197)	46
Change	18	(12)	6
Taux d'intérêt	2	(2)	—
	263	(211)	52
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(238)	197	(41)
Change	(33)	12	(21)
Taux d'intérêt	(96)	2	(94)
	(367)	211	(156)

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

au 31 décembre 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	768	(626)	142
Change	18	(18)	—
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	798	(648)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(654)	626	(28)
Change	(295)	18	(277)
Taux d'intérêt	(15)	4	(11)
	(964)	648	(316)

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 2019, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 47 millions de dollars (143 millions de dollars au 31 décembre 2018) et des lettres de crédit de 20 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2018). Au 30 septembre 2019, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie et aucune lettre de crédit fournie par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement néant et 1 million de dollars au 31 décembre 2018).

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 2019, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 5 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018), 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 2019, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 5 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018). 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 2019

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 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	195	48	—	243
Change	—	18	—	18
Taux d'intérêt	—	2	—	2
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(199)	(32)	(7)	(238)
Change	—	(33)	—	(33)
Taux d'intérêt	—	(96)	—	(96)
	(4)	(93)	(7)	(104)

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 2019.

au 31 décembre 2018	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	581	187	—	768
Change	—	18	—	18
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(555)	(95)	(4)	(654)
Change	—	(295)	—	(295)
Taux d'intérêt	—	(15)	—	(15)
	26	(188)	(4)	(166)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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	
	2019	2018	2019	2018
Solde au début de la période	(7)	40	(4)	(7)
Total des pertes comptabilisées dans le bénéfice net	—	(24)	(3)	(6)
Règlements	—	(14)	—	9
Transferts depuis le niveau 3	—	(16)	—	(10)
Solde à la fin de la période¹	(7)	(14)	(7)	(14)

¹ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, les produits comprennent respectivement des gains non réalisés de moins de 1 million de dollars et des pertes non réalisées de 3 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 septembre 2019 (pertes non réalisées de 16 millions de dollars et de 2 millions de dollars en 2018, respectivement).

14. Cessions

Centrale de Coolidge

En décembre 2018, la société a conclu une entente visant la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, puis la société a résilié l'entente avec SWG.

Le 21 mai 2019, la société a réalisé la vente à SRP, conformément à son droit contractuel de premier refus, pour un produit de 448 millions de dollars américains, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente, avant les impôts, de 68 millions de dollars (54 millions de dollars après les impôts) lequel comprend l'incidence des gains de change de 9 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net. Ce gain avant les impôts est pris en compte au poste Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé condensé des résultats.

Northern Courier

Le 17 juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à un tiers pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de la participation résiduelle de 15 % de la société à la juste valeur. Le gain avant les impôts est porté au poste Gain (perte) sur les actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé condensé des résultats. Après les impôts, le gain de 115 millions de dollars reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, dont le produit a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global de 1,15 milliard de dollars pour TC Énergie découlant de la monétisation de cet actif.

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

Actifs de Columbia Midstream

Le 1^{er} août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à un tiers pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars américains avant les ajustements postérieurs à la clôture.

La société a inscrit un gain sur la vente de 21 millions de dollars avant les impôts (une perte de 133 millions de dollars après les impôts) lequel tient compte d'un gain de change de 4 millions de dollars et d'un écart d'acquisition de 595 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Ce gain avant les impôts est pris en compte au poste Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé condensé des résultats. Cette vente ne comprend aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, l'entreprise d'exploitation des minéraux de la société située dans le bassin des Appalaches.

15. Éventualités et garanties

ÉVENTUALITÉS

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des affaires. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

GARANTIES

En tant qu'exploitant du pipeline, TC Énergie a garanti la performance financière du pipeline Northern Courier 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 cette entité. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement les services de construction et la livraison de gaz naturel.

TC Énergie et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Durée	au 30 septembre 2019		au 31 décembre 2018	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Northern Courier	Diverses jusqu'en 2055	300	27	—	—
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	167	1	183	1
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2021	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	100	10	104	11
		655	38	375	12

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

16. 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 2019

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 2019	31 décembre 2018
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	119	45
Débiteurs	61	79
Stocks	25	24
Autres	6	13
	211	161
Immobilisations corporelles	3 095	3 026
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	810	965
Écart d'acquisition	440	453
Actifs incorporels et autres actifs	—	8
	4 556	4 613
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	72	88
Intérêts courus	29	24
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	191	79
	292	191
Passifs réglementaires	44	43
Autres passifs à long terme	11	3
Passifs d'impôts reportés	12	13
Dette à long terme	2 753	3 125
	3 112	3 375

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

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 :

	30 septembre	31 décembre
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2019	2018
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 473	4 575
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	466	170
Risque maximal de perte	4 939	4 745