

---

## **TransCanada présente ses résultats financiers du troisième trimestre de 2016** **Le solide rendement en matière d'exploitation reflète l'acquisition de Columbia Pipeline Group**

CALGARY (Alberta) – **Le 1<sup>er</sup> novembre 2016** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 135 millions de dollars (0,17 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2016, comparativement à un bénéfice net de 402 millions de dollars (0,57 \$ par action) pour la même période en 2015. Les résultats du troisième trimestre de 2016 comprennent une dépréciation de 656 millions de dollars de l'écart d'acquisition, après les impôts, se rapportant à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Exclusion faite de la perte nette découlant de la dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres postes particuliers, le résultat comparable du troisième trimestre de 2016 a atteint 622 millions de dollars (0,78 \$ par action), comparativement à 440 millions de dollars (0,62 \$ par action) pour la même période en 2015. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,565 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2016, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,26 \$ par action ordinaire.

« Exclusion faite des postes particuliers, le résultat comparable par action du trimestre est nettement supérieur à celui de l'exercice précédent, ce qui est attribuable à l'acquisition de Columbia et à la solide performance de notre vaste portefeuille d'actifs d'infrastructures énergétiques de grande qualité, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Depuis la conclusion de la transaction visant Columbia, nous avons considérablement avancé dans l'intégration des activités de cette dernière à notre propre entreprise de gazoducs aux États-Unis. Nous sommes en bonne voie de réaliser les avantages de 250 millions de dollars US qui devraient découler de l'acquisition sur une base annualisée. »

Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, TransCanada a clôturé l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») pour une contrepartie de 13 milliards de dollars US. Columbia exploite un portefeuille composé de gazoducs réglementés qui s'étendent sur environ 24 000 km (15 000 milles), d'installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 300 milliards de pieds cubes et d'actifs intermédiaires connexes.

« L'acquisition de Columbia raffermi notre position parmi les sociétés d'infrastructures énergétiques de premier plan en Amérique du Nord grâce à l'ajout d'un vaste réseau de gazoducs reliant les bassins d'approvisionnement gazier les plus productifs du continent aux marchés les plus intéressants, a ajouté M. Girling. Le programme d'expansion de Columbia, chiffré à 7,7 milliards de dollars US, porte à plus de 25 milliards de dollars notre portefeuille de projets d'investissements à court terme dominant dans l'industrie. À mesure que ces projets franchiront les phases d'obtention des permis et de construction et seront mis en service, au cours du reste de la décennie, ils devraient dégager une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie et soutenir la croissance annuelle prévue de notre dividende dans la portion supérieure des précédentes prévisions, soit de 8 % à 10 % jusqu'en 2020. »

## Points saillants

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

- Résultats financiers du troisième trimestre
  - Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 135 millions de dollars (0,17 \$ par action)
  - Résultat comparable de 622 millions de dollars (0,78 \$ par action)
  - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,9 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,4 milliard de dollars
  - Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,0 milliard de dollars (1,29 \$ par action ordinaire)
- Dividende trimestriel de 0,565 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2016
- Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, clôture de l'acquisition de Columbia pour un montant de 13 milliards de dollars US comprenant un prix d'achat d'environ 10,3 milliards de dollars US et la dette de Columbia d'environ 2,7 milliards de dollars US
- Le 4 juillet 2016, échange de 96,6 millions de reçus de souscription contre le même nombre d'actions ordinaires
- Annonce du rétablissement de l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % aux termes du régime de réinvestissement des dividendes de TransCanada à compter du dividende déclaré le 27 juillet 2016
- Émission de billets subordonnés de rang inférieur d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US aux États-Unis échéant en 2076
- Annonce du dépôt par ANR d'une proposition de règlement complet de son dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de la *Natural Gas Act* auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »)
- Lancement d'une invitation à soumissionner relative au réseau principal au Canada dans le but d'obtenir des engagements exécutoires dans le cadre d'une nouvelle option de tarification à long terme à prix fixe
- Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous avons annoncé les mises à jour stratégiques suivantes :
  - Nous prévoyons réaliser un produit d'environ 3,7 milliards de dollars US dans le cadre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis.
  - Décision de conserver notre participation actuelle dans une entreprise de gazoducs en croissance au Mexique.
  - Conclusion d'une convention d'achat visant la totalité des parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») à un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire pour un montant total d'environ 915 millions de dollars US.
  - Un placement par voie de prise ferme d'actions ordinaires de TransCanada.

Ces initiatives, conjuguées à la stabilité de nos activités de base et à nos projets de croissance à moyen terme garantis de l'ordre de 25 milliards de dollars, nous sommes en bonne position pour atteindre notre objectif de faire croître le dividende annuel dans la portion supérieure des précédentes prévisions de la société, soit de 8 % à 10 % jusqu'en 2020.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 537 millions de dollars par rapport à la même période en 2015 pour s'établir à une perte nette de 135 millions de dollars (0,17 \$ par action). Le troisième trimestre de 2016 comprend une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 656 millions de dollars, après les impôts, une charge de 67 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia, une charge de 50 millions de dollars après les impôts liée aux activités de gestion des risques, la comptabilisation d'un recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars résultant de la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL, une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation du projet Keystone XL et des coûts de 3 millions de dollars après les

impôts se rapportant à la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Tous ces postes particuliers sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2016 s'est établi à 622 millions de dollars (0,78 \$ par action), comparativement à 440 millions de dollars (0,62 \$ par action) pour la même période en 2015. Cette hausse de 182 millions de dollars (0,16 \$ par action) est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants : l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis provenant essentiellement du résultat supplémentaire dégagé par Columbia après l'acquisition de cette dernière, le 1<sup>er</sup> juillet 2016, et de l'accroissement des produits tirés du transport et du stockage dégagés par ANR depuis l'augmentation des tarifs entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2016; l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux résultats dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016; la hausse des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des gains réalisés en 2016 alors qu'ils s'étaient soldés par des pertes réalisées en 2015; le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis, surtout redevable au résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood, acquise en février 2016, et à l'accroissement des volumes de ventes à des clients sur le marché de PJM, facteurs qui ont été en partie contrebalancés en partie par la baisse des produits tirés de la capacité dans la région de New York; la progression du résultat de Bruce Power, qui s'explique principalement par la diminution de la charge d'amortissement et l'augmentation de notre participation et a été en partie contrée par les pertes plus élevées sur les activités de passation de contrats; et le résultat plus élevé des gazoducs au Canada, principalement en raison du relèvement de la base d'investissement de NGTL et des revenus incitatifs supplémentaires provenant du réseau principal au Canada et de celui de NGTL. Ces facteurs favorables ont été en partie annulés par l'augmentation des intérêts débiteurs par suite de l'émission de titres d'emprunt et de la diminution des intérêts capitalisés et par le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de l'incidence nette de la hausse des volumes contractuels et de la baisse des volumes non liés à des contrats pour le réseau d'oléoducs Keystone ainsi que de la diminution des volumes sur Marketlink.

Suivent les faits marquants récents :

#### **Siège social :**

- **Acquisition de Columbia Pipeline Group :** Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, nous avons mené à terme l'acquisition de Columbia pour un montant de 13 milliards de dollars US comprenant un prix d'achat d'environ 10,3 milliards de dollars US et la dette de Columbia d'environ 2,7 milliards de dollars US. L'acquisition a été financée à même le produit de 4,4 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, des facilités de crédit-relais liées à des actifs non garantis de premier rang totalisant 6,9 milliards de dollars US et des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1<sup>er</sup> avril 2016 au moyen d'un placement d'actions ordinaires. Après la clôture de l'acquisition, ces reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada.
- **Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis :** Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous avons annoncé la réalisation prévue d'un produit d'environ 3,7 milliards de dollars US dans le cadre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. La transaction comprend la vente de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind à Helix Generation, LLC, société liée à LS Power Equity Advisors, pour 2,2 milliards de dollars US, et de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à Arclight Capital Partners LLC, pour 1,065 milliard de dollars US, le reste du produit étant attribuable à l'entreprise de commercialisation dont la valeur devrait se réaliser plus tard. Ces deux transactions de vente devraient être conclues au premier semestre de 2017 sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et autres et comporteront des ajustements de clôture. Ces ventes devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,1 milliard de dollars après les impôts, dont une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition d'une valeur de 656 millions de dollars, après les impôts, comptabilisée au 30 septembre 2016, une perte nette d'environ 863 millions de dollars après les impôts sur

la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne qui sera comptabilisée au quatrième trimestre de 2016 et d'un gain d'environ 443 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs d'énergie hydraulique à la clôture de cette transaction. Le produit de ces ventes et la valeur de réalisation future de l'entreprise de commercialisation serviront à rembourser une tranche des facilités de crédit-relais liées à des actifs non garantis de premier rang de 6,9 milliards de dollars US, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia qui a eu lieu précédemment au cours de l'exercice.

- **Décision de conserver notre participation actuelle dans une entreprise de gazoducs au Mexique :** Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous avons rendu publique notre décision de conserver notre participation actuelle dans un portefeuille en croissance d'actifs de gazoducs au Mexique plutôt que de vendre une participation minoritaire dans six de ces gazoducs, ce qui est conforme au maintien d'une structure organisationnelle simple. À l'heure actuelle, nous détenons et exploitons les gazoducs Tamazunchale et Guadalajara. Nous avons en outre commencé à investir 3,8 milliards de dollars US dans la mise en valeur et la construction de quatre gazoducs additionnels et le financement de notre participation dans le projet Sur de Texas. Tous ces projets serviront à répondre à la demande croissante de gaz naturel au Mexique. Ils devraient entrer en service d'ici la fin de 2018 et font l'objet de contrats d'achat ferme de 25 ans conclus avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »). Une fois leur construction terminée, nous prévoyons que nos actifs de gazoducs au Mexique contribueront au bénéfice par action et généreront un BAIIA annuel d'environ 575 millions de dollars US, en hausse par rapport au BAIIA de 181 millions de dollars US dégagé en 2015.
- **Placement d'actions ordinaires :** Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, en parallèle avec la décision prise par la société de conserver sa participation actuelle dans une entreprise de gazoducs au Mexique en croissance, et concurremment à la publication des présents résultats financiers, nous avons conclu une entente avec un groupe de preneurs fermes afin d'effectuer un placement d'actions ordinaires. Les actions ordinaires seront offertes dans le public au Canada et aux États-Unis par les preneurs fermes ou leurs représentants. Le placement est assujéti à l'obtention de toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation et des bourses. Le produit du placement servira à rembourser une tranche des facilités de crédit-relais liées à des actifs non garantis de premier rang de 6,9 milliards de dollars US, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia.
- **Convention d'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP :** Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente et d'un plan de fusion au moyen desquels notre filiale en propriété exclusive Columbia Pipeline Group, Inc. a convenu d'acquérir contre trésorerie la totalité des parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public au prix de 17,00 \$ US la part ordinaire, ce qui donnera lieu à une transaction d'une valeur globale d'environ 915 millions de dollars US. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017 sous réserve de la réception de l'approbation des porteurs de parts de CPPL et des conditions de clôture habituelles et sa réalisation devrait contribuer au bénéfice par action et simplifier notre structure organisationnelle.
- **Déclaration d'un dividende :** Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,565 \$ par action pour le trimestre devant être clos le 31 décembre 2016 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 2,26 \$ par action ordinaire.
- **Régime de réinvestissement des dividendes :** Dans le cadre de notre régime de réinvestissement des dividendes, environ 175 millions de dollars, ou 39 %, des dividendes versés le 31 octobre ont été réinvestis en actions ordinaires de TransCanada par suite du rétablissement des émissions sur le capital autorisé à un escompte de 2 % conformément à l'annonce faite en juillet 2016.

- **Autres activités de financement** : En août 2016, TransCanada Trust a émis des billets de fiducie subordonnés de rang inférieur à 60 ans pour une somme de 1,2 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Ces billets portent intérêt à un taux fixe de 5,875 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Les billets sont rachetables à la valeur nominale dix ans après leur émission et par la suite. Le produit intégral de l'émission de la fiducie nous a été prêté sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de 1,2 milliard de dollars US à un taux de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Les obligations de la fiducie sont garanties par TransCanada sur une base subordonnée.

#### Gazoducs :

- **Réseau de NGTL** : Le 31 octobre 2016, le gouvernement du Canada a approuvé notre demande pour de nouvelles installations d'une valeur de 1,3 milliard de dollars pour le réseau NGTL en 2017. De plus, le 6 octobre 2016, l'ONÉ a recommandé au gouvernement l'approbation du projet Towerbirch de 439 millions de dollars de dollars. Ce projet comprend un pipeline en boucle de 55 km (34 milles) et le prolongement sur 32 km (20 milles) du réseau de NGTL dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. L'ONÉ a autorisé NGTL à continuer d'employer sa méthode des droits intégraux actuelle pour ce nouveau projet. Dans le cadre du programme d'investissement à moyen terme de 5,4 milliards de dollars de NGTL, nous avons reçu des approbations visant des installations d'une valeur de 4,0 milliards de dollars, tandis que des demandes pour des projets d'une valeur de 0,5 milliard de dollars ont été soumises et sont en attente d'approbation. Des projets d'une valeur d'environ 0,9 milliard de dollars devraient être soumis à l'approbation des organismes de réglementation plus tard.
- **Réseau principal North Montney** : En mars 2016, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir une prorogation d'un an de la disposition de temporisation du 10 juin 2016 relativement au certificat d'utilité publique du projet de canalisation principale North Montney. Le 15 septembre 2016, l'ONÉ a approuvé le report de cette disposition au 10 juin 2017. La prorogation demeure soumise à la condition que la construction ne commence pas avant la prise d'une décision finale d'investissement positive à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG (« PNW LNG »). NGTL continue de collaborer avec ses clients et parties prenantes afin d'être prête à commencer la construction des installations de la canalisation principale North Montney; cependant, la date de mise en service ne sera arrêtée que lorsque la décision d'investissement finale aura été prise.
- **Option tarifaire relative au réseau principal au Canada** : Le 13 octobre 2016, nous avons lancé une invitation à soumissionner relativement au réseau principal au Canada dans le but de conclure des engagements exécutoires visant une proposition à long terme de transport à prix fixe de la production du BSOC entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. La durée des contrats de service sera de dix ans, et les tarifs iront de 0,75 \$ à 0,82 \$ le gigajoule, selon les volumes que chaque expéditeur se sera engagé à transporter. Les contrats prévoient des droits de résiliation anticipée pouvant être exercés après les cinq premières années de service, moyennant le paiement d'une prime. L'invitation à soumissionner se termine le 10 novembre 2016. Dans la mesure où elle se sera conclue favorablement et sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, le nouveau service devrait commencer le 1<sup>er</sup> novembre 2017.
- **Projets d'investissement de Columbia** : Dans le cadre de l'acquisition de Columbia, nous poursuivons un programme de croissance et de modernisation de 7,4 milliards de dollars US visant l'ensemble du réseau de Columbia dans l'optique d'une mise en service des installations concernées à diverses dates de 2016 à 2020. Nous prévoyons aussi investir quelque 0,3 milliard de dollars US pour construire le projet de gazoduc Gibraltar, collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité d'environ 1 million de décathermes par jour dans le sud-ouest de la Pennsylvanie.

- **Règlement du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR** : Le 16 septembre 2016, ANR a soumis à l'approbation de la FERC une convention de règlement non contentieux conclue avec ses clients. Depuis le 1<sup>er</sup> août 2016, les tarifs de réservation de capacité de transport ont augmenté de 34,8 %, les tarifs de stockage restant pour ainsi dire inchangés. Le règlement comprend une clause interdisant toute nouvelle indexation des tarifs jusqu'au 1<sup>er</sup> août 2019. Après cette date, ANR pourra déposer une demande de révision si elle a consacré plus de 0,8 milliard de dollars US aux entrées d'immobilisations, mais l'entrée en vigueur des éventuels nouveaux tarifs devra être fixée au plus tard au 1<sup>er</sup> août 2022.
- **Gazoduc Topolobampo** : En juillet, nous avons commencé à enregistrer des produits relatifs au projet Topolobampo de 1 milliard de dollars US en vertu d'une disposition de force majeure prévue par le contrat de 25 ans conclu avec la Comisión Federal de Electricidad. La mise en service véritable devrait être reportée en 2017 en raison de délais dans l'acquisition des emprises.
- **Projet de transport de gaz de Prince Rupert** : Le 27 septembre 2016, PNW LNG a reçu un certificat environnemental du gouvernement du Canada à l'endroit de la construction d'une usine de traitement des GNL à Prince Rupert, en Colombie-Britannique. PNW LNG a déclaré qu'elle effectuerait un examen complet du projet au cours des prochains mois avant d'annoncer les étapes suivantes du projet.
- **Coastal GasLink** : Le 11 juillet 2016, les participants à la coentreprise avec LNG Canada ont annoncé qu'ils reportaient la décision d'investissement finale concernant le projet d'installations de gaz naturel liquéfié à Kitimat, en Colombie-Britannique. Jusqu'ici, aucune date future n'a été arrêtée pour la décision d'investissement finale. Étant donné cette annonce, nous nous affairons avec LNG Canada à l'établissement d'un échéancier approprié pour l'aménagement et les travaux du gazoduc Coastal GasLink.

#### Pipelines de liquides :

- **Latéral et terminal de Houston** : Le pipeline latéral et le terminal de Houston, qui prolongent le réseau d'oléoducs de Keystone vers les raffineries de Houston, au Texas, sont entrés en service en août 2016. La capacité de stockage initiale du terminal est de 700 000 barils de pétrole brut.
- **Oléoduc Énergie Est** : Le 8 août 2016, l'ONÉ a tenu la première d'une série de réunions avec les représentants des communautés situées le long du tracé de l'oléoduc, au Nouveau-Brunswick. Les réunions qui devaient avoir lieu pendant la semaine du 29 août 2016 à Montréal, au Québec, ont ensuite été annulées, trois des représentants de l'ONÉ ayant annoncé leur décision de se retirer du comité d'examen du projet en raison de craintes raisonnables de partialité alléguées à leur endroit. Le président et le vice-président de l'ONÉ, ce dernier étant également membre du comité, se sont retirés de toute autre responsabilité relative au projet. Par suite de ces récusations, toutes les audiences de ce projet ont été ajournées jusqu'à nouvel ordre en attendant que le gouvernement fédéral nomme de nouveaux dirigeants de l'ONÉ et que cette dernière mette sur pied un nouveau comité chargé d'examiner nos demandes. Les membres du nouveau comité devront alors déterminer de quelle façon le processus d'examen sera repris. Par suite de ces événements, nous nous attendons à ce que le processus d'examen de l'ONÉ soit retardé.

#### Énergie :

- **Contrat d'achat ferme de Bécancour** : En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle cette dernière pouvait répartir une capacité hivernale de pointe d'un maximum de 570 MW provenant de notre centrale de Bécancour, et ce, pour une durée de 20 ans à compter de décembre 2016. La Régie de l'énergie (la « Régie »), organisme de réglementation du Québec, avait d'abord entériné l'entente en vue de sa mise en application, mais en juillet 2016, la Régie a annulé sa décision première. Faisant valoir les avantages économiques de cette entente, Hydro-Québec continue de plaider en faveur de sa réalisation dans le cadre de sa stratégie visant à répondre aux besoins de la province en période de pointe hivernale et explore d'autres options réglementaires pour que l'entente soit revalidée.

Nous prévoyons que les nécessités du projet et son calendrier provisoire seront réévalués dans le cadre de l'examen du plan décennal d'approvisionnement d'Hydro-Québec, qui vient d'être dévoilé.

**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 TransCanada dans SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au [www.sec.gov/info/edgar.shtml](http://www.sec.gov/info/edgar.shtml), ainsi que sur le site Web de TransCanada au [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).**

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un [chef de file](#) de [l'aménagement responsable](#) et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de gazoducs exploité par TransCanada s'étend sur plus de 90 300 kilomètres (56 100 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est le plus important fournisseur de stockage de gaz naturel et de services connexes sur le continent avec une capacité de stockage de 664 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant de premier plan, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 10 500 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage et exploite également l'un des principaux réseaux de pipelines de liquides en Amérique du Nord, qui s'étend sur plus de 4 300 kilomètres (2 700 milles) et raccorde des sources de pétrole continentales en plein essor aux grands marchés et raffineries. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la bourse de Toronto et à la bourse de New York, sous le symbole TRP. Vous pouvez consulter [TransCanada.com](http://TransCanada.com) et [notre blogue](#) pour en apprendre davantage ou [nous rejoindre par l'entremise des médias sociaux](#) et de [3BL Media](#).

### **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 TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TransCanada et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, 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. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective, fournie à la date à laquelle elle est présentée dans le présent communiqué, et ne devrait pas utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, 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 1<sup>er</sup> novembre 2016 et le rapport annuel de 2015 de TransCanada qui sont accessibles dans notre site Web au [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com) ou classés sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse [www.sec.gov](http://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 BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les fonds provenant de l'exploitation, le résultat comparable par action et les flux de trésorerie distribuables comparables par action, 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. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 1<sup>er</sup> novembre 2016.

Dans le cadre de l'acquisition proposée des parts ordinaires en circulation de CPPL, CPPL déposera auprès de la SEC une circulaire de sollicitation de procurations relativement à une assemblée extraordinaire de ses porteurs de parts convoquée en vue d'approuver la transaction. La circulaire de sollicitation de procurations définitive sera postée aux porteurs de parts de CPPL. **LES INVESTISSEURS SONT PRIÉS DE LIRE LA CIRCULAIRE DE SOLLICITATION DE PROCURATIONS ET TOUS LES AUTRES DOCUMENTS PERTINENTS LORSQU'ILS SONT DISPONIBLES, CAR ILS RENDRONT DES RENSEIGNEMENTS IMPORTANTS SUR LA TRANSACTION.**

Les investisseurs pourront obtenir ces documents lorsqu'ils seront disponibles, ainsi que d'autres documents déposés auprès de la SEC sans frais, sur le site Web de la SEC à [www.sec.gov](http://www.sec.gov). En outre, des exemplaires de la circulaire de sollicitation de procurations pourront être obtenus sans frais, lorsqu'ils seront disponibles, sur le site Web de CPPL à [www.columbiapipelinepartners.com](http://www.columbiapipelinepartners.com), ou, par écrit, en s'adressant à CPPL, à 5151 San Felipe Street, Suite 2500, Houston, Texas 77056, aux soins du secrétaire général. Les investisseurs peuvent également lire et photocopier les rapports, déclarations et autres renseignements déposés par CPPL auprès de la SEC à la salle de consultation publique de la SEC au 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549. Veuillez communiquer avec la SEC en composant le 1-800-SEC-0330 ou visiter le site Web de la SEC pour obtenir des renseignements supplémentaires sur sa salle de consultation publique.

#### **Participants à la sollicitation de procurations concernant la fusion**

Columbia, filiale en propriété exclusive indirecte de la société, et certains de ses administrateurs, membres de la haute direction et autres membres de direction et employés peuvent être considérés comme des participants à la sollicitation de procurations concernant la transaction. On trouvera des renseignements concernant les administrateurs et les membres de la haute direction de Columbia dans son rapport courant sur formulaire 8-K déposé auprès de la SEC le 1<sup>er</sup> juillet 2016. On trouvera d'autres renseignements sur les participants à la sollicitation de procurations ainsi qu'une description de leurs participations directes et indirectes, en titres ou autrement, dans la circulaire de sollicitation de procurations et d'autres documents pertinents devant être déposés auprès de la SEC lorsqu'ils seront disponibles.

- 30 -

#### **Renseignements aux médias :**

Mark Cooper ou Terry Cunha  
403.920.7859 ou 800.608.7859

#### **Renseignements aux investisseurs et analystes :**

David Moneta ou Stuart Kampel  
403.920.7911 ou 800.361.6522

# Rapport trimestriel aux actionnaires

## Troisième trimestre de 2016

### Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Bénéfice</b>				
Produits	3 632	2 944	8 886	8 449
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(135)	402	482	1 218
par action ordinaire – de base et dilué(e)	(0,17) \$	0,57 \$	0,66 \$	1,72 \$
BAIIA comparable <sup>1</sup>	1 886	1 483	4 757	4 381
Résultat comparable <sup>1</sup>	622	440	1 482	1 302
par action ordinaire <sup>1</sup>	0,78 \$	0,62 \$	2,02 \$	1,84 \$
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 183	1 247	3 277	2 976
Fonds provenant de l'exploitation comparables <sup>1</sup>	1 411	1 148	3 529	3 374
Flux de trésorerie distribuables comparables <sup>1</sup>	1 025	953	2 701	2 774
par action ordinaire <sup>1</sup>	1,29 \$	1,34 \$	3,68 \$	3,91 \$
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	1 444	976	3 262	2 748
– projets en cours d'aménagement	62	130	219	465
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	286	105	570	303
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	12 609	—	13 608	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
<b>Dividendes déclarés</b>				
Par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$	1,695 \$	1,56 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)</b>				
Moyenne de la période	797	709	734	709
Fin de la période	800	709	800	709

<sup>1</sup> 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.

## Rapport de gestion

1<sup>er</sup> novembre 2016

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. 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 2016, 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 2016, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis. Nous avons conclu l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») le 1<sup>er</sup> juillet 2016. Pour en savoir plus sur cette acquisition, se reporter à la note 4 afférente aux états financiers consolidés condensés non audités du 30 septembre 2016. Les chiffres du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 tiennent donc compte des résultats de Columbia à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016. Les chiffres des périodes correspondantes de l'exercice précédent ne tiennent pas compte des résultats de Columbia.

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 2015, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2015.

### Au sujet de la présente publication

Les termes « **la société** », « **elle** », « **sa** », « **ses** », « **nous** », « **notre** », « **nos** » et « **TransCanada** » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire contenu dans notre rapport annuel de 2015. Tous les renseignements sont en date du 1<sup>er</sup> novembre 2016 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

#### INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider 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 peuvent inclure des renseignements portant notamment sur :

- les changements prévus touchant notre entreprise, notamment la cession de certains actifs;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions 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;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, 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.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

### Hypothèses

- la monétisation prévue de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- le moment des opérations de financement et de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- la résiliation des CAE en Alberta;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et les désinvestissements.

### Risques et incertitudes

- notre capacité de réaliser les avantages attendus de l'acquisition de Columbia;
- le moment et l'exécution de nos ventes d'actifs prévues;
- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- les conditions météorologiques;

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les 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 2015.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives et 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 TransCanada dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

### **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis, c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour avoir accès au rapprochement des mesures conformes et des mesures non conformes aux PCGR, prière de se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

### **BAIIA et BAIL**

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées et il inclut le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAIL mesure le bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur puisqu'il est l'équivalent de notre bénéfice sectoriel. Il est calculé de la même manière que le BAIIA, mais il exclut l'amortissement.

## Fonds provenant de l'exploitation

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

## Mesures comparables

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

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAII comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées liées aux activités d'exploitation
bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge d'impôts

Toute décision d'exclure un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements et des ajustements d'impôts sur le bénéfice et des modifications apportées aux taux en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs;
- 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, y compris les coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- des coûts d'acquisition.

Nous excluons du calcul du résultat comparable 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.

**Flux de trésorerie distribuables comparables**

Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables majorés des distributions sur les activités d'exploitation reçues en excédent de la quote-part du bénéfice des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. 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 attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

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. Voir la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

## Résultats consolidés – troisième trimestre de 2016

Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Gazoducs	753	522	1 952	1 627
Pipelines de liquides	187	284	609	773
Énergie	(825)	244	(569)	715
Siège social	(37)	(31)	(155)	(94)
<b>Total du bénéfice sectoriel</b>	<b>78</b>	<b>1 019</b>	<b>1 837</b>	<b>3 021</b>
Intérêts débiteurs	(522)	(341)	(1 456)	(990)
Intérêts créditeurs et autres	122	16	440	83
<b>(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>(322)</b>	<b>694</b>	<b>821</b>	<b>2 114</b>
Recouvrement (charge) d'impôts	266	(223)	(78)	(680)
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(56)</b>	<b>471</b>	<b>743</b>	<b>1 434</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(52)	(46)	(184)	(145)
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>(108)</b>	<b>425</b>	<b>559</b>	<b>1 289</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(27)	(23)	(77)	(71)
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(135)</b>	<b>402</b>	<b>482</b>	<b>1 218</b>
<b>(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)</b>	<b>(0,17\$)</b>	<b>0,57 \$</b>	<b>0,66 \$</b>	<b>1,72 \$</b>

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 537 millions de dollars pour s'établir à une perte nette de 135 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 et a diminué de 736 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date, comparativement aux mêmes périodes en 2015. Les résultats de 2016 comprennent les éléments suivants :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts inscrite au premier trimestre sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, dont une charge de 67 millions de dollars après les impôts au troisième trimestre se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration, et une charge de 206 millions de dollars pour la période écoulée depuis le début de l'exercice. Cette charge comprend une somme de 109 millions de dollars au titre des paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription émis dans le cadre du financement permanent de la transaction, une somme de 36 millions de dollars représentant des coûts d'acquisition et une somme de 6 millions de dollars à l'égard des intérêts créditeurs sur les fonds entiers provenant de reçus de souscription;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars comptabilisés au troisième trimestre et se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision pour la perte attendue sur ces

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

actifs avait été comptabilisée dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes ne pouvaient pas être comptabilisés avant leur réalisation;

- une charge après les impôts de 9 millions de dollars au troisième trimestre et de 24 millions de dollars depuis le début de l'exercice au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge après les impôts de 10 millions de dollars inscrite pour la période écoulée depuis le début de l'exercice au titre des charges de restructuration se rapportant essentiellement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- des coûts de 3 millions de dollars après les impôts se rapportant à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Les résultats de 2015 comprenaient les éléments suivants :

- une charge après les impôts de 6 millions de dollars pour le trimestre et de 14 millions de dollars pour la période de neuf mois pour des indemnités de cessation d'emploi découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs en raison des délais survenus pour certains projets majeurs et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité et l'efficience de notre exploitation;
- un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, le résultat comparable a augmenté de 182 millions de dollars et de 180 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2015. Il en est question à la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable » ci-après.

## RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(135)</b>	402	<b>482</b>	1 218
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	<b>656</b>	—	<b>656</b>	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	<b>176</b>	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>67</b>	—	<b>206</b>	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	<b>(28)</b>	—	<b>(28)</b>	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	<b>9</b>	—	<b>24</b>	—
Charges de restructuration	—	6	<b>10</b>	14
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	<b>3</b>	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>3</b>	—	<b>3</b>	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	34
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>50</b>	32	<b>(50)</b>	36
<b>Résultat comparable</b>	<b>622</b>	440	<b>1 482</b>	1 302
<b>(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>(0,17 \$)</b>	0,57 \$	<b>0,66 \$</b>	1,72 \$
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	<b>0,82</b>	—	<b>0,89</b>	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	<b>0,25</b>	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>0,09</b>	—	<b>0,29</b>	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	<b>(0,03)</b>	—	<b>(0,04)</b>	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	<b>0,01</b>	—	<b>0,03</b>	—
Charges de restructuration	—	0,01	<b>0,01</b>	0,02
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	0,05
Activités de gestion des risques	<b>0,06</b>	0,04	<b>(0,07)</b>	0,05
<b>Résultat comparable par action</b>	<b>0,78 \$</b>	0,62 \$	<b>2,02 \$</b>	1,84 \$

1

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	<b>(4)</b>	(14)	<b>3</b>	(7)
Installations énergétiques aux États-Unis	<b>(73)</b>	(5)	<b>16</b>	(22)
Commercialisation des liquides	<b>(8)</b>	—	<b>(6)</b>	—
Stockage de gaz naturel	<b>4</b>	2	<b>9</b>	2
Change	—	(26)	<b>49</b>	(25)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	<b>31</b>	11	<b>(21)</b>	16
<b>Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(50)</b>	(32)	<b>50</b>	(36)

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le résultat comparable a augmenté de 182 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015. Cette situation est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat tiré des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1<sup>er</sup> juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport et de stockage d'ANR provenant de la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2016;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de la hausse des volumes contractuels et de la baisse des volumes non liés à des contrats pour le réseau d'oléoducs Keystone et de la diminution des volumes sur Marketlink;
- la hausse de l'apport des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux produits dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des gains réalisés en 2016 alors qu'ils s'étaient soldés par des pertes réalisées en 2015;
- le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable au résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood, acquise en février 2016, ainsi qu'à l'accroissement des volumes de ventes à des clients sur le marché de PJM, facteurs contrebalancés par la baisse des produits tirés de la capacité dans la région de New York;
- le résultat supérieur de Bruce Power, qui s'explique principalement par la diminution de la charge d'amortissement et l'augmentation de notre participation et a été en partie contré par les pertes plus élevées sur les activités de passation de contrats
- le résultat accru des gazoducs au Canada, redevable principalement à la base d'investissement du réseau de NGTL plus élevée et aux revenus incitatifs tirés du réseau principal au Canada et de celui de NGTL.

Le résultat comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 a été supérieur de 180 millions de dollars à celui de la même période en 2015. Cette situation est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat plus élevé tiré des gazoducs aux États-Unis par suite du résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1<sup>er</sup> juillet 2016, de l'augmentation des produits de transport et de stockage d'ANR provenant de la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2016, de la hausse des produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et de la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres qui découle de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés et du fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des gains réalisés en 2016 alors qu'ils s'étaient soldés par des pertes réalisées en 2015;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de la hausse des volumes contractuels et de la baisse des volumes non liés à des contrats pour le réseau d'oléoducs Keystone et de la diminution des volumes sur Marketlink.

Le raffermissement du dollar américain au cours de la période écoulée depuis le début de l'exercice par rapport à la même période en 2015 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis et au Mexique, de même que les gains réalisés sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition. Toutefois, cet effet a été annulé en partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains.

## Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme. 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.

Au 30 septembre 2016, notre programme d'investissement comprend un montant de 25 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 48 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à long terme garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte des investissements de maintien, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison 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.

### Projets à court terme

<b>au 30 septembre 2016</b> (non audité – en milliards de dollars)	<b>Secteur</b>	<b>Année de mise en service prévue</b>	<b>Coût estimatif du projet</b>	<b>Valeur comptable</b>
Topolobampo <sup>1</sup>	Gazoducs	2017	1,0 US	0,9 US
Mazatlán	Gazoducs	2016	0,4 US	0,3 US
Réseau principal au Canada	Gazoducs	2016-2017	0,7	0,4
Réseau de NGTL – Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2020	2,7	0,8
– North Montney	Gazoducs	2017+ <sup>2</sup>	1,7	0,3
– Installations de 2018	Gazoducs	2018-2020	0,6	—
– Autres	Gazoducs	2016-2018	0,4	—
Grand Rapids <sup>3</sup>	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,8
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,8
Tula	Gazoducs	2017	0,5 US	0,2 US
Columbia – Leach XPress	Gazoducs	2017	1,4 US	0,3 US
– Rayne XPress	Gazoducs	2017	0,4 US	0,2 US
– Gibraltar	Gazoducs	2017	0,3 US	0,2 US
– Modernisation I	Gazoducs	2016-2017	0,6 US	0,3 US
– Projet d'accès à Cameron	Gazoducs	2018	0,3 US	0,1 US
– WB XPress	Gazoducs	2018	0,9 US	0,2 US
– Mountaineer XPress	Gazoducs	2018	2,0 US	0,1 US
– Gulf XPress	Gazoducs	2018	0,7 US	— US
– Modernisation II	Gazoducs	2018-2020	1,1 US	— US
Napanee	Énergie	2018	1,1	0,5
Villa de Reyes	Gazoducs	2018	0,6 US	0,1 US
Sur de Texas <sup>3</sup>	Gazoducs	2018	1,3 US	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>3</sup>	Énergie	2016-2020	1,2	0,1
			21,8	6,6
Incidence du change sur les projets à court terme <sup>4</sup>			3,6	0,9
<b>Total des projets à court terme (en dollars CA)</b>			<b>25,4</b>	<b>7,5</b>

<sup>1</sup> La CFE a admis qu'un cas de force majeure avait retardé la construction et des produits ont été comptabilisés au troisième trimestre de 2016 conformément aux modalités du contrat de transport. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir plus de renseignements.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

<sup>2</sup> La date de mise en service dépend de la réception d'une décision d'investissement finale favorable.

<sup>3</sup> Notre quote-part.

<sup>4</sup> Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,31 \$ au 30 septembre 2016.

## Projets à moyen et à long terme

au 30 septembre 2016 (non audité – en milliards de dollars)		Secteur	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Heartland et terminaux de TC		Pipelines de liquides	0,9	0,1
Upland		Pipelines de liquides	0,6 US	—
Grand Rapids Phase 2 <sup>1</sup>		Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>1</sup>		Énergie	5,3	—
<b>Projets de Keystone</b>				
Keystone XL <sup>2</sup>		Pipelines de liquides	8,0 US	0,3 US
Terminal Hardisty de Keystone <sup>2</sup>		Pipelines de liquides	0,3	0,1
<b>Projets Énergie Est</b>				
Énergie Est <sup>3</sup>		Pipelines de liquides	15,7	0,8
Réseau principal de l'Est		Gazoducs	2,0	0,1
<b>Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique</b>				
Coastal GasLink		Gazoducs	4,8	0,4
Projet de transport de gaz de Prince Rupert		Gazoducs	5,0	0,5
Réseau de NGTL – Merrick		Gazoducs	1,9	—
			45,2	2,3
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme <sup>4</sup>			2,7	0,1
<b>Total des projets à moyen et à long terme</b>			<b>47,9</b>	<b>2,4</b>

<sup>1</sup> Notre quote-part.

<sup>2</sup> La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée au quatrième trimestre de 2015.

<sup>3</sup> À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

<sup>4</sup> Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,31 \$ au 30 septembre 2016.

## Perspectives

Dans l'ensemble, nos perspectives quant aux résultats comparables de 2016 sont plus élevées que celles énoncées dans le rapport annuel de 2015, en raison notamment de l'incidence nette de l'acquisition de Columbia, le 1<sup>er</sup> juillet 2016, du résultat accru de nos actifs résiduels dans les gazoducs, des changements apportés à nos installations énergétiques au Canada et du résultat moins élevé que prévu des pipelines de liquides et des installations énergétiques aux États-Unis; chacun de ces facteurs est traité dans les sections du rapport de gestion s'y rapportant.

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

Le total de nos dépenses d'investissement prévues, indiqué dans le rapport annuel de 2015, n'a pas varié.

Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Villa de Reyes au Mexique. Le 13 juin 2016, nous avons annoncé que la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova, Infraestructura Marina del Golfo (« IMG ») avait été retenue pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Sur de Texas, au Mexique. Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, nous avons acquis Columbia. Même si nous avons l'intention de reporter à plus tard les dépenses d'investissement relatives à plusieurs de nos autres projets de gazoducs, nous prévoyons consacrer des sommes additionnelles estimatives de 1 milliard de dollars aux projets d'investissement de Columbia en 2016, de 300 millions de dollars environ au projet de gazoduc Villa de Reyes et de 200 millions de dollars au projet pipelinier Sur de Texas.

## Gazoducs

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 équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification. Par ailleurs, les résultats de Columbia sont intégrés au secteur des gazoducs à partir de la date de l'acquisition, le 1<sup>er</sup> juillet 2016. Les résultats de Columbia n'ont pas été pris en compte dans les résultats des périodes correspondantes de l'exercice précédent.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA comparable	1 196	806	2 974	2 472
Amortissement	(361)	(284)	(936)	(845)
<b>BAII comparable</b>	<b>835</b>	<b>522</b>	<b>2 038</b>	<b>1 627</b>
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(82)	—	(82)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)	—
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>753</b>	<b>522</b>	<b>1 952</b>	<b>1 627</b>

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a progressé de 231 millions de dollars et de 325 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015. Le bénéfice sectoriel du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comprend une charge de 82 millions de dollars se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par le secteur des gazoducs par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel des neuf premiers mois de l'exercice 2016 tient également compte d'une perte supplémentaire de 4 millions de dollars

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

avant les impôts liée à la vente de TC Offshore. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le solde du bénéficiaire sectoriel du secteur des gazoducs est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Gazoducs au Canada</b>				
Réseau principal au Canada	285	286	825	866
Réseau de NGTL	253	223	736	666
Foothills	24	26	76	79
Autres gazoducs au Canada <sup>1</sup>	7	7	20	21
<b>BAIIA comparable des gazoducs au Canada</b>	<b>569</b>	542	<b>1 657</b>	1 632
Amortissement	(219)	(212)	(653)	(632)
<b>BAII comparable des gazoducs au Canada</b>	<b>350</b>	330	<b>1 004</b>	1 000
<b>Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b> (en dollars US)				
Columbia <sup>2</sup>	174	—	174	—
ANR	76	52	235	171
TC PipeLines, LP <sup>1,3</sup>	32	25	90	76
Great Lakes <sup>3,4</sup>	11	8	47	35
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois <sup>1</sup> , GTN <sup>3,5</sup> , PNGTS <sup>3,6</sup> )	10	13	33	65
Mexique	82	44	165	138
Échelle internationale et autres <sup>1,7</sup>	(6)	(2)	(2)	2
Participations sans contrôle <sup>8</sup>	94	68	264	208
<b>BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b>	<b>473</b>	208	<b>1 006</b>	695
Amortissement	(107)	(55)	(214)	(169)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b>	<b>366</b>	153	<b>792</b>	526
Incidence du change	121	48	254	136
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b> (en dollars CA)	<b>487</b>	201	<b>1 046</b>	662
<b>BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires</b>	<b>(2)</b>	(9)	<b>(12)</b>	(35)
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs</b>	<b>835</b>	522	<b>2 038</b>	1 627

<sup>1</sup> Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois et de TransGas tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons conclu l'acquisition d'une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois le 31 mars 2016 et une autre, de 0,65 %, le 1<sup>er</sup> mai 2016.

<sup>2</sup> Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1<sup>er</sup> juillet 2016. Représente notre participation effective dans ces actifs.

<sup>3</sup> TC PipeLines, LP (« TCLP ») émet périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui ont pour effet de réduire notre participation dans TCLP. Le 1<sup>er</sup> avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TCLP. Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, nous avons vendu une participation de 49,9 % dans PNGTS à TCLP. Le tableau ci-après présente notre participation dans TCLP et notre participation effective dans GTN, Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TCLP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au				
	30 septembre 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	1 <sup>er</sup> janvier 2016	1 <sup>er</sup> avril 2015
TCLP	27,1	27,4	27,9	28,0	28,3
Participation effective par le truchement de TCLP :					
GTN	27,1	27,4	27,9	28,0	28,3
Great Lakes	12,6	12,7	13,0	13,0	13,1
PNGTS	13,5	13,7	13,9	14,0	—

<sup>4</sup> Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TCLP détient la participation restante de 46,4 %.

<sup>5</sup> Ces données représentent notre participation directe de 30 % jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2015, date à laquelle cette participation a été vendue à TCLP.

<sup>6</sup> Ces données représentent notre participation de 61,7 % en 2015 et de 11,8 % depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 par suite de la vente d'une participation de 49,9 % à TCLP.

<sup>7</sup> Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale.

<sup>8</sup> Le BAIIA comparable découlant de la participation de TCLP, de PNGTS et de Columbia Pipeline Partners LP dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

## GAZODUCS AU CANADA

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon notre RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus ou pertes 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 – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Réseau principal au Canada	52	47	154	161
Réseau de NGTL	81	70	233	200
Foothills	4	3	11	11

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de la hausse des revenus incitatifs, en partie contrebalancée par la diminution de la base d'investissement moyenne et l'accroissement des frais financiers. Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 7 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de la réduction de la base d'investissement moyenne et de l'accroissement des frais financiers; ces facteurs ont été en partie compensés par la hausse des revenus incitatifs en 2016.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 11 millions de dollars et de 33 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne et de revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevés en 2016.

## GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS ET À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes.

Les résultats de Columbia comprennent notre participation effective de 91,6 % dans Columbia Gas Transmission, Columbia Gulf Transmission, Columbia Midstream et Columbia Energy Ventures, détenue par le truchement d'une participation directe de 84,3 %, et notre participation de 46,5 % dans Columbia Pipeline Partners LP, qui détient la participation résiduelle de 15,7 % dans ces actifs.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 s'est accru de 265 millions de dollars US et de 311 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2015, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'apport de Columbia, à hauteur de 174 millions de dollars US, par suite de l'acquisition réalisée le 1<sup>er</sup> juillet 2016;
- l'apport supérieur des gazoducs mexicains, qui découle principalement du résultat supplémentaire dégagé par Topolobampo. La construction du projet Topolobampo a été retardée, ce qui, aux termes du contrat de transport, constitue un cas de force majeure; en juillet 2016, nous avons donc pu commencer à réaliser des produits;
- l'augmentation des produits tirés du transport et du stockage dégagés par ANR depuis la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2016 dans le cadre du règlement tarifaire, l'accroissement des produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, contrebalancés par un règlement non récurrent conclu avec un producteur au premier trimestre de 2015;
- la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes;
- l'apport supérieur de TC PipeLines, LP.

En outre, le raffermissement du dollar américain au cours des neuf premiers mois de 2016 par rapport à ceux de 2015 a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

## AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 77 millions de dollars et de 91 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia le 1<sup>er</sup> juillet 2016, du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL, de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

## EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires ont baissé de 7 millions de dollars et de 23 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison surtout de la capitalisation en 2016 de charges liées aux activités d'expansion qui avaient trait aux projets couronnés de succès au Mexique, de la concentration des efforts sur l'acquisition de Columbia et de la diminution des activités d'expansion des affaires consacrées à d'autres régions en 2016.

## PERSPECTIVES

Les perspectives de 2016 en ce qui a trait au résultat des gazoducs réglementés au Canada et des gazoducs mexicains restent semblables à celles déjà énoncées dans le rapport annuel de 2015. Nous prévoyons un accroissement du résultat des gazoducs aux États-Unis en 2016 par suite de l'acquisition de Columbia réalisée le 1<sup>er</sup> juillet 2016, mais l'incidence du financement qui s'y rapporte sera prise en compte dans le secteur Siège social. Le résultat des autres gazoducs aux États-Unis devrait être légèrement supérieur cette année en raison de la hausse des produits et de la baisse des coûts.

## DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité)	Réseau principal au Canada <sup>1</sup>		Réseau de NGTL <sup>2</sup>		ANR <sup>3</sup>	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	<b>4 423</b>	4 840	<b>7 401</b>	6 599	<b>s. o.</b>	s. o.
Volumes livrés (en Gpi <sup>3</sup> ) :						
Total	<b>1 217</b>	1 204	<b>2 978</b>	2 871	<b>1 190</b>	1 212
Moyenne quotidienne	<b>4,4</b>	4,4	<b>10,9</b>	10,5	<b>4,3</b>	4,4

<sup>1</sup> Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 802 Gpi<sup>3</sup> (833 Gpi<sup>3</sup> en 2015). La moyenne quotidienne était de 2,9 Gpi<sup>3</sup> (3,1 Gpi<sup>3</sup> en 2015).

<sup>2</sup> Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 3 080 Gpi<sup>3</sup> (2 994 Gpi<sup>3</sup> en 2015). La moyenne quotidienne était de 11,2 Gpi<sup>3</sup> (11,0 Gpi<sup>3</sup> en 2015).

<sup>3</sup> Selon les tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les variations de la base d'investissement moyenne n'influent pas sur les résultats.

## 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 équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA comparable	<b>281</b>	352	<b>861</b>	970
Amortissement	<b>(72)</b>	(68)	<b>(209)</b>	(197)
<b>BAII comparable</b>	<b>209</b>	284	<b>652</b>	773
Postes particuliers :				
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	<b>(14)</b>	—	<b>(37)</b>	—
Activités de gestion des risques	<b>(8)</b>	—	<b>(6)</b>	—
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>187</b>	284	<b>609</b>	773

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a reculé de 97 millions de dollars et de 164 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015 et il tient compte d'une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet de Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi que de pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Réseau d'oléoducs Keystone	284	360	870	988
Expansion des affaires et autres charges dans le secteur des pipelines de liquides	(3)	(8)	(9)	(18)
<b>BAlIA comparable du secteur des pipelines de liquides</b>	<b>281</b>	<b>352</b>	<b>861</b>	<b>970</b>
Amortissement	(72)	(68)	(209)	(197)
<b>BAlI comparable du secteur des pipelines de liquides</b>	<b>209</b>	<b>284</b>	<b>652</b>	<b>773</b>
<b>BAlI comparable libellé comme suit :</b>				
Dollars CA	52	57	164	172
Dollars US	119	171	369	474
Incidence du change	38	56	119	127
	<b>209</b>	<b>284</b>	<b>652</b>	<b>773</b>

Le BAlIA comparable dans le cas de notre réseau d'oléoducs Keystone provient principalement de la capacité offerte aux expéditeurs en échange de paiements mensuels fixes n'ayant aucun lien avec les volumes de débit. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un bénéfice supplémentaire.

Le BAlIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a diminué de 76 millions de dollars et de 118 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 par rapport aux mêmes périodes en 2015. Cette baisse, imputable à l'incidence nette de la diminution des volumes non liés à des contrats sur l'oléoduc Keystone et des volumes sur Marketlink, a été en partie compensée par l'augmentation des volumes contractuels pour l'oléoduc Keystone.

### EXPANSION DES AFFAIRES ET AUTRES CHARGES

Les charges d'expansion des affaires et autres, qui se rapportent principalement aux activités d'expansion des affaires et à nos activités de commercialisation, ont diminué de 5 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015. Cette diminution résulte de l'incidence de la réduction des dépenses consacrées à l'expansion des affaires et de l'apport grandissant de l'entreprise de commercialisation.

### AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

### PERSPECTIVES

Exclusion faite de certains postes particuliers, le résultat de 2016 devrait être inférieur à celui de 2015 en raison de la baisse des volumes non liés à des contrats et de la conjoncture du marché dans le contexte actuel marqué par la faiblesse des prix du pétrole brut.

À la suite de notre charge de dépréciation liée à Keystone XL en 2015, les dépenses liées au projet en ce qui a trait au maintien et à la liquidation des actifs du projet, lesquelles devraient s'élever à environ 55 millions de dollars avant les impôts (36 millions de dollars après les impôts) en 2016, sont comptabilisées en charges en attendant l'avancement du projet. Ces coûts resteront exclus du résultat comparable.

## Énergie

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 équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>BAIIA comparable</b>	<b>419</b>	340	<b>984</b>	990
Amortissement	<b>(81)</b>	(79)	<b>(251)</b>	(248)
<b>BAII comparable</b>	<b>338</b>	261	<b>733</b>	742
Postes particuliers :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	<b>(1 085)</b>	—	<b>(1 085)</b>	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	<b>(240)</b>	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>(5)</b>	—	<b>(5)</b>	—
Activités de gestion des risques	<b>(73)</b>	(17)	<b>28</b>	(27)
<b>(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel</b>	<b>(825)</b>	244	<b>(569)</b>	715

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a reculé de 1 069 millions de dollars et de 1 284 millions de dollars pour s'établir à une perte sectorielle de 825 millions de dollars et de 569 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015 et comprenait les postes particuliers suivants qui ont été exclus du BAII comparable :

- une dépréciation de 1 085 millions de dollars, avant les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- une charge de 240 millions de dollars avant les impôts, compte tenu d'une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE en mars 2016;
- des coûts avant les impôts de 5 millions de dollars relatifs au processus de monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	<b>(4)</b>	(14)	<b>3</b>	(7)
Installations énergétiques aux États-Unis	<b>(73)</b>	(5)	<b>16</b>	(22)
Stockage de gaz naturel	<b>4</b>	2	<b>9</b>	2
<b>Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(73)</b>	(17)	<b>28</b>	(27)

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Les écarts observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz et l'énergie et le volume de nos positions pour ces dérivés pour une certaine période. Cependant, ils ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de vendre notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie. Ce changement, de même que le volume accru de nos activités de gestion des risques provoqué par l'élargissement de notre clientèle sur le marché de PJM, a contribué à l'augmentation de la volatilité des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis.

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est équivalent au BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA comparable, sont examinés ci-dessous.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Installations énergétiques au Canada</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>1</sup>	26	24	49	73
Installations énergétiques de l'Est	82	86	270	306
Bruce Power	76	57	210	202
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>1,2</sup></b>	<b>184</b>	167	<b>529</b>	581
Amortissement	(35)	(47)	(117)	(141)
<b>BAII comparable des installations énergétiques au Canada<sup>1,2</sup></b>	<b>149</b>	120	<b>412</b>	440
<b>Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)</b>				
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis</b>	<b>164</b>	140	<b>323</b>	335
Amortissement	(33)	(23)	(95)	(78)
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis</b>	<b>131</b>	117	<b>228</b>	257
Incidence du change	44	36	74	68
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)</b>	<b>175</b>	153	<b>302</b>	325
<b>BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres</b>				
	20	(1)	39	8
Amortissement	(3)	(3)	(9)	(9)
<b>BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres</b>	<b>17</b>	(4)	<b>30</b>	(1)
<b>BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires</b>	<b>(3)</b>	(8)	<b>(11)</b>	(22)
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>1,2</sup></b>	<b>338</b>	261	<b>733</b>	742

<sup>1</sup> Ces données comprenaient les CAE de Sundance A et de Sheerness ainsi que la CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire de notre participation dans ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

<sup>2</sup> Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power, ainsi que d'ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a augmenté de 79 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015, un effet net des éléments suivants :

- le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis surtout attribuable au résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood, acquise en février 2016, et l'accroissement de l'apport provenant des volumes de ventes à des clients sur le marché de PJM, contrebalancés en partie par la baisse des produits tirés de la capacité dans la région de New York;
- la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés;
- l'augmentation du résultat de Bruce Power attribuable principalement à la baisse de la charge d'amortissement et à l'accroissement de notre participation, facteur en partie contré par l'augmentation des pertes découlant des activités de passation de contrats.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a fléchi de 6 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015, effet net des éléments suivants :

- le repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de l'apport moindre provenant de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la diminution des produits contractuels de Bécancour;
- le bénéfice accru tiré du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest du fait de la baisse des prix de l'électricité réalisés et de la résiliation des CAE;
- l'augmentation du résultat de Bruce Power principalement attribuable à la baisse de la charge d'amortissement et à l'accroissement de notre participation, facteur en partie contré par la baisse des volumes et la hausse des coûts d'exploitation occasionnée par l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus.

## INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

## Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Produits<sup>1</sup></b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	39	126	170	412
Installations énergétiques de l'Est	112	119	315	358
Autres <sup>2</sup>	2	1	31	49
	<b>153</b>	246	<b>516</b>	819
Bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>3</sup>	9	(2)	16	13
Achats de produits de base revendus	(1)	(83)	(60)	(266)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(57)	(65)	(150)	(194)
Exclusion faite des activités de gestion des risques <sup>1</sup>	4	14	(3)	7
<b>BAIIA comparable<sup>4</sup></b>	<b>108</b>	110	<b>319</b>	379
Amortissement	(35)	(47)	(117)	(141)
<b>BAII comparable<sup>4</sup></b>	<b>73</b>	63	<b>202</b>	238
<b>Ventilation du BAIIA comparable</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>4</sup>	26	24	49	73
Installations énergétiques de l'Est	82	86	270	306
<b>BAIIA comparable<sup>4</sup></b>	<b>108</b>	110	<b>319</b>	379

<sup>1</sup> Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

<sup>2</sup> Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité.

<sup>3</sup> Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice comparable d'ASTC Power Partnership, qui était titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part du bénéfice comparable ne tient pas compte des gains ou des pertes liés à nos activités de gestion des risques; pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, elle exclut également une charge de 29 millions de dollars liée à la résiliation de la CAE de Sundance B détenue par ASTC Power Partnership.

<sup>4</sup> Ces données tiennent compte des CAE de Sundance A, Sundance B et Sheerness jusqu'au 7 mars 2016.

## Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

Ces données comprennent notre quote-part des volumes découlant de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

(non audité)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	606	589	1 824	1 876
Installations énergétiques de l'Est	1 152	1 083	2 767	3 145
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness <sup>1</sup>	—	2 734	1 620	7 226
Autres achats	21	281	409	677
	<b>1 779</b>	<b>4 687</b>	<b>6 620</b>	<b>12 924</b>
<b>Ventes</b>				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	627	2 188	2 752	5 627
Installations énergétiques de l'Est	1 152	1 083	2 767	3 145
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	—	1 416	1 101	4 152
	<b>1 779</b>	<b>4 687</b>	<b>6 620</b>	<b>12 924</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>2</sup></b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>3</sup>	94 %	96 %	92 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est <sup>4</sup>	96 %	96 %	93 %	97 %

<sup>1</sup> Ces données tiennent compte des volumes attribuables aux CAE de Sundance A et de Sheerness et de notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B détenue par le truchement d'ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

<sup>2</sup> Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

<sup>3</sup> Ces données excluent les installations qui nous fournissaient de l'électricité aux termes de CAE.

<sup>4</sup> La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est toujours interrompue.

### Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de la hausse des prix réalisés sur les volumes de production, en partie contrebalancée par la baisse du résultat après la résiliation des CAE.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 24 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de la diminution des prix de l'électricité réalisés et de la résiliation des CAE.

Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation des CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness. Le bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprenait le résultat d'ASTC Power Partnership qui détenait notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B. Voir la rubrique « Faits récents » pour de plus amples informations sur la résiliation des CAE.

Comparativement aux mêmes périodes en 2015, le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 31 % pour le trimestre clos le 30 septembre 2016, passant de 26 \$ le MWh à 18 \$ le MWh, et de 54 % pour la période de neuf mois close à cette date, passant de 37 \$ le MWh à 17 \$ le MWh. Le marché de l'électricité en Alberta est demeuré bien approvisionné, alors que la consommation d'électricité était en baisse à cause de la faiblesse de

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

l'économie. Les prix réalisés pour l'électricité vendue peuvent être supérieurs ou inférieurs aux prix de l'électricité sur le marché au comptant à un moment précis en raison des activités de passation de contrats.

Au troisième trimestre de 2016, 100 % des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont eu lieu aux termes de contrats, comparativement à 61 % au troisième trimestre de 2015.

Après la résiliation des CAE, l'amortissement a diminué de 12 millions de dollars pour le trimestre et de 24 millions de dollars pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, comparativement aux mêmes périodes en 2015.

Nous nous attendons toujours à ce que le résultat attribuable aux installations énergétiques de l'Ouest pour 2016 se situe au même niveau que celui de 2015. Même si les prix de l'électricité en Alberta devraient rester bas d'ici la fin de 2016, les actifs de cogénération alimentés au gaz naturel devraient générer un bon rendement dans le contexte de faiblesse des prix du gaz naturel, et la décision d'exercer notre droit de résiliation des CAE en mars 2016 devrait se traduire par des économies au lieu d'une hausse des coûts liés aux émissions de gaz carbonique.

### Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a reculé respectivement de 4 millions de dollars et de 36 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015. Cette baisse s'explique surtout par la diminution des produits contractuels de Bécancour et par la baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015.

Les perspectives à l'égard du résultat de 2016 exposées dans notre rapport annuel de 2015 devront être révisées légèrement à la baisse par suite du report de la mise en œuvre des modifications apportées au contrat d'approvisionnement en électricité de Bécancour. Voir la rubrique « Faits récents » pour de plus amples informations sur ce contrat.

### BRUCE POWER

Les résultats rendent compte de notre participation proportionnelle. Bruce A et Bruce B ont été regroupées en décembre 2015, et les informations comparatives de 2015 sont présentées sur une base combinée afin de refléter l'entité issue du regroupement.

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2016	2015	2016	2015
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation<sup>1</sup></b>	<b>76</b>	57	<b>210</b>	202
Comprend ce qui suit :				
Produits	<b>365</b>	298	<b>1 094</b>	945
Charges d'exploitation	<b>(204)</b>	(159)	<b>(643)</b>	(498)
Amortissement et autres	<b>(85)</b>	(82)	<b>(241)</b>	(245)
	<b>76</b>	57	<b>210</b>	202
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales <sup>2</sup>	<b>88 %</b>	86 %	<b>82 %</b>	85 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	<b>50</b>	88	<b>335</b>	287
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	<b>37</b>	8	<b>49</b>	30
Volumes des ventes (en GWh) <sup>1</sup>	<b>5 886</b>	4 621	<b>16 420</b>	13 970
Prix de vente réalisé par MWh <sup>3,4</sup>	<b>66 \$</b>	64 \$	<b>66 \$</b>	66 \$

<sup>1</sup> Ces données représentent notre participation de 48,5 % dans Bruce Power après le regroupement du 4 décembre 2015 ainsi que notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B jusqu'au 3 décembre 2015. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

- <sup>2</sup> Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- <sup>3</sup> Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables.
- <sup>4</sup> Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes de cobalt.

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power a augmenté de 19 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015. Ces augmentations s'expliquent principalement par la charge d'amortissement moins élevée découlant de la prolongation de la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power et par l'accroissement de notre participation; elles ont été en partie annulées par la hausse des pertes sur les activités de passation de contrats pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 et la réduction des volumes et l'accroissement des coûts d'exploitation découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015.

En décembre 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la SIERE en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power jusqu'en 2064. Conformément à cette entente, Bruce Power a commencé à recevoir pour l'ensemble de ses réacteurs un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh qui comprend certains coûts transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Au fil du temps, le prix pourra être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de remplacement de composantes principales. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme.

<b>Bruce Power – prix contractuel<sup>1</sup></b>	<b>par MWh</b>
Du 1 <sup>er</sup> janvier 2016 au 31 mars 2016	65,73 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2016 au 31 mars 2017	66,38 \$

<sup>1</sup> Compte tenu du recouvrement des coûts du combustible et des frais de location au moyen des coûts transférables estimés à environ 8,00 \$ par MWh.

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 1 à 4 de Bruce était vendue à un prix fixe par MWh qui était ajusté le 1<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat.

<b>Réacteurs 1 à 4 de Bruce – prix contractuel<sup>1</sup></b>	<b>par MWh</b>
Du 1 <sup>er</sup> avril 2014 au 31 mars 2015	76,70 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2015 au 31 décembre 2015	78,42 \$

<sup>1</sup> Compte tenu du recouvrement des coûts du combustible au moyen des coûts transférables estimés à environ 5,00 \$ par MWh.

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce était assujettie à un prix plancher ajusté le 1<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation.

<b>Réacteurs 5 à 8 de Bruce – prix plancher</b>	<b>par MWh</b>
Du 1 <sup>er</sup> avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2015 au 31 décembre 2015	54,13 \$

Bruce Power conclut également des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels la centrale reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le contrat conclu avec la SIERE prévoit un paiement si la SIERE met un frein à la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

Au cours du deuxième trimestre de 2016, les réacteurs 1 à 4 de Bruce Power ont été mis hors service pendant environ trois semaines afin de faciliter l'arrêt d'exploitation de l'enceinte de confinement. L'arrêt d'exploitation de l'enceinte de confinement a permis l'inspection et l'entretien des principaux éléments des systèmes de sécurité du site, dont les structures de confinement. L'inspection doit avoir lieu environ une fois tous les dix ans. Des travaux d'entretien supplémentaires prévus du réacteur 3 ont été menés à bien au troisième trimestre de 2016. Les travaux d'entretien du réacteur 7 ont commencé au troisième trimestre de 2016 et devraient se terminer au quatrième trimestre de 2016. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2016 devrait se situer près de 80 %.

Nous prévoyons que la quote-part du bénéfice de Bruce Power sera légèrement supérieure aux perspectives pour 2016 figurant dans le rapport annuel de 2015, essentiellement en raison des solides résultats inscrits depuis le début de l'exercice.

## INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Produits<sup>1</sup></b>				
Installations énergétiques <sup>2</sup>	764	568	1 666	1 552
Capacité	84	99	223	254
	848	667	1 889	1 806
Achats de produits de base revendus	(594)	(412)	(1 188)	(1 159)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>3</sup>	(147)	(119)	(362)	(329)
Exclusion faite des activités de gestion des risques <sup>2</sup>	57	4	(16)	17
<b>BAIIA comparable<sup>1</sup></b>	<b>164</b>	140	<b>323</b>	335
Amortissement	(33)	(23)	(95)	(78)
<b>BAII comparable<sup>1</sup></b>	<b>131</b>	117	<b>228</b>	257

<sup>1</sup> Comprennent l'acquisition d'Ironwood, depuis le 1<sup>er</sup> février 2016.

<sup>2</sup> Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

<sup>3</sup> Ces données comprennent le coût du combustible utilisé pour la production.

## Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

(non audité)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Volumes des ventes physiques (en GWh)</b>				
Offre				
Électricité produite <sup>1</sup>	4 387	2 707	10 043	5 756
Achats	9 924	6 919	19 734	15 800
	<b>14 311</b>	9 626	<b>29 777</b>	21 556
<b>Capacité disponible des centrales<sup>2,3</sup></b>	<b>97 %</b>	93 %	<b>85 %</b>	77 %

<sup>1</sup> L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Ironwood.

<sup>2</sup> Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

<sup>3</sup> La capacité disponible des centrales a été moins élevée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 que pour la même période en 2016 en raison d'un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood de septembre 2014 jusqu'à mai 2015.

## Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

(non audité)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)</b>				
Nouvelle-Angleterre <sup>1</sup>	32	29	29	47
New York <sup>2</sup>	33	31	29	44
PJM <sup>3</sup>	28	s. o.	25	s. o.
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant de New York <sup>2</sup> (en dollars US par kilowatt par mois)	12,19	15,27	9,39	12,18

<sup>1</sup> Prix au carrefour du Massachusetts, toutes les heures, de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre.

<sup>2</sup> Ces données représentent le marché du secteur J de New York, où sont situées les installations de Ravenswood.

<sup>3</sup> Ces données représentent la zone de prix METED en Pennsylvanie, où sont situées les installations d'Ironwood. Les prix moyens pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 sont pour la période comprise entre le 1<sup>er</sup> février, date d'acquisition d'Ironwood, et le 30 septembre 2016.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été supérieur de 24 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 à celui de la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur attribuable à l'acquisition de la centrale Ironwood le 1<sup>er</sup> février 2016;
- l'accroissement des volumes de ventes de gros à des entreprises de services publics sur le marché de PJM;
- à Ravenswood, le recul des produits tirés de la capacité en raison de la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de la capacité disponible moindre découlant de l'arrêt d'exploitation d'un réacteur qui a duré de septembre 2014 à mai 2015, partiellement contrebalancé par les indemnités d'assurance, déduction faite des franchises.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été inférieur de 12 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 à celui de la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- à Ravenswood, le recul des produits tirés de la capacité en raison de la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de la capacité disponible moindre découlant de l'arrêt d'exploitation d'un réacteur qui a duré de septembre 2014 à mai 2015, partiellement contrebalancé par les indemnités d'assurance, déduction faite des franchises;
- la contraction des marges sur les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, contrebalancée en partie par l'accroissement des ventes de gros à des entreprises de services publics sur le marché de PJM;
- la baisse des prix réalisés pour l'électricité par nos installations dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancée par les coûts moins élevés du combustible;
- le résultat supérieur attribuable à l'acquisition de la centrale Ironwood;
- les indemnités d'assurance liées à l'arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood qui s'est produit en 2008.

Comme nous avons continué à élargir notre portefeuille de clients sur le marché de PJM, l'accroissement des volumes de ventes de gros à des entreprises de services publics sur ce marché s'est traduit par un résultat supérieur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015. Toutefois, la baisse importante des prix réalisés pour l'électricité et l'hiver doux ont donné lieu à des marges inférieures sur nos activités dans le secteur de gros, aussi bien sur le marché de PJM que sur celui de la Nouvelle-Angleterre, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 comparativement à la même période en 2015; l'effet s'est ressenti surtout sur les résultats du premier trimestre.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont affiché une légère hausse pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 et une baisse importante pour la période de neuf mois close à la même date par rapport aux mêmes périodes en 2015, celle-ci s'expliquant principalement par les températures inhabituellement clémentes enregistrées durant le premier trimestre de 2016. En Nouvelle-Angleterre, les prix au comptant de l'électricité pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 ont augmenté de 10 % et diminué de 38 %, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015. Dans la ville de New York, les prix au comptant de l'électricité pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 ont progressé de 6 % et reculé de 34 %, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015.

Les prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 20 % et 23 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015. La diminution des prix au comptant et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une réduction des prix de capacité réalisés dans la région de New York, principalement en raison de l'accroissement de la capacité démontrée des ressources existantes sur le marché de la zone J de New York. L'incidence du repli des prix de capacité dans la région de New York a été compensée en partie par les produits tirés de la capacité provenant de la centrale électrique Ironwood que nous avons acquise en février 2016.

Les produits tirés de la capacité ont également subi l'incidence négative de l'arrêt du réacteur 30 de Ravenswood entre septembre 2014 et mai 2015. Le réseau de NYISO recourt à une moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pour calculer le volume de capacité qui permet aux producteurs de recevoir une compensation. Selon cette méthode, les arrêts d'exploitation ont une incidence différée sur les volumes de capacité et les produits connexes. Par conséquent, les produits tirés de la capacité pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 rendent compte d'une incidence négative comparativement aux mêmes périodes en 2015. L'arrêt d'exploitation continue d'être pris en compte dans la moyenne mobile des taux d'arrêts forcés. Les indemnités d'assurance, déduction faite des franchises, liées à cet arrêt ont été obtenues et sont comptabilisées au titre des produits tirés de la capacité afin de compenser les

sommes perdues au cours des périodes touchées par la réduction du taux d'arrêts forcés. En raison de ces indemnités d'assurance, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 n'a pas eu une incidence importante sur notre résultat bien que la constatation du résultat ne coïncide pas tout à fait avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de l'encaissement du produit d'assurance. De plus, les indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008 ont été reçues en juin 2016. Une portion de ce produit a été comptabilisée dans les produits tirés des installations énergétiques.

Les volumes physiques d'électricité produite en 2016 ont augmenté comparativement à la même période en 2015, en raison de l'acquisition de la centrale d'Ironwood et de la production accrue de notre centrale de Ravenswood. Les volumes physiques achetés d'électricité qui ont été vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été plus élevés au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 qu'aux mêmes périodes en 2015 puisque nous avons élargi notre clientèle sur le marché de PJM et celui de la Nouvelle-Angleterre.

Au 30 septembre 2016, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats visant quelque 1 500 GWh d'électricité, ou 43 % de leur production prévue, pour le reste de 2016 et environ 3 900 GWh, ou 30 % de leur production prévue, pour 2017. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients et de la disponibilité des centrales.

La monétisation précédemment annoncée de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis ne devrait pas avoir une incidence importante sur les résultats des installations énergétiques aux États-Unis pour 2016, car les transactions s'y rapportant ne devraient pas être réalisées avant le premier semestre de 2017. Voir la rubrique « Faits récents » pour de plus amples informations. Néanmoins, le résultat d'exploitation de l'exercice 2016 devrait être moins élevé que celui qui est indiqué à la rubrique « Perspectives » de notre rapport annuel de 2015 en raison du niveau inférieur des prix des produits de base enregistré au premier semestre de 2016.

## STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable du secteur a augmenté de 21 millions de dollars et de 31 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison surtout de la hausse des produits tirés du stockage découlant de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés.

Pour l'exercice 2016, les résultats devraient afficher une progression par rapport à ceux de 2015 du fait de l'absence de conditions hivernales, de l'offre excédentaire de gaz naturel et de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel qui en découlent, lesquels ont créé la possibilité de couvrir la capacité de stockage disponible selon des valeurs plus élevées que celles prévues initialement à la rubrique « Perspectives » de notre rapport annuel de 2015.

## Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>BAIIA comparable</b>	<b>(10)</b>	(15)	<b>(62)</b>	(51)
Amortissement	<b>(13)</b>	(8)	<b>(29)</b>	(23)
<b>BAII comparable</b>	<b>(23)</b>	(23)	<b>(91)</b>	(74)
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>(14)</b>	—	<b>(50)</b>	—
Coûts de restructuration	—	(8)	<b>(14)</b>	(20)
<b>Perte sectorielle</b>	<b>(37)</b>	(31)	<b>(155)</b>	(94)

La perte sectorielle du siège social s'est accrue de 6 millions de dollars et de 61 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015 et comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable :

- coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Columbia;
- coûts de restructuration liés aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

## Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Intérêts comparables sur la dette à long terme</b> (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	<b>(122)</b>	(109)	<b>(343)</b>	(324)
Libellés en dollars US (en dollars US)	<b>(315)</b>	(231)	<b>(811)</b>	(677)
Incidence du change	<b>(102)</b>	(72)	<b>(260)</b>	(177)
	<b>(539)</b>	(412)	<b>(1 414)</b>	(1 178)
Intérêts divers et charge d'amortissement	<b>(23)</b>	(11)	<b>(60)</b>	(35)
Intérêts capitalisés	<b>46</b>	82	<b>133</b>	223
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>(516)</b>	(341)	<b>(1 341)</b>	(990)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia <sup>1</sup>	<b>(6)</b>	—	<b>(115)</b>	—
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(522)</b>	(341)	<b>(1 456)</b>	(990)

<sup>1</sup> Ce montant correspond aux paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia et d'autres coûts de 6 millions de dollars qui y étaient liés. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 175 millions de dollars et de 351 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts débiteurs découlant des émissions de titres d'emprunt à long terme en 2015 et en 2016, partiellement annulée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- les intérêts débiteurs plus élevés sur la dette prise en charge lors de l'acquisition de Columbia, le 1<sup>er</sup> juillet 2016;
- l'incidence du change plus marquée sur les intérêts afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- la diminution des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de l'octroi du permis présidentiel des États-Unis le 6 novembre 2015, partiellement contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés relativement aux projets de liquides, aux projets de GNL et à la centrale électrique de Napanee.

### Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Provision pour les fonds utilisés pendant la construction</b>				
Portion libellée en dollars canadiens	44	30	133	81
Portion libellée en dollars américains (\$ US)	55	37	149	98
Incidence du change	11	11	40	25
Total de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	110	78	322	204
Autres	12	(36)	63	(96)
Intérêts créditeurs et autres comparables	122	42	385	108
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia <sup>1</sup>	—	—	6	—
Activités de gestion des risques	—	(26)	49	(25)
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>122</b>	<b>16</b>	<b>440</b>	<b>83</b>

<sup>1</sup> Ce montant correspond aux intérêts créditeurs sur le produit brut des reçus de souscription émis pour le financement d'une partie de l'acquisition de Columbia. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont augmenté de 80 millions de dollars et de 277 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, essentiellement les gazoducs au Mexique, l'oléoduc Énergie Est, les expansions du réseau de NGTL et les projets de Columbia;
- les gains réalisés en 2016 comparativement aux pertes réalisées en 2015 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

## Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Charge d'impôts comparable</b>	<b>(261)</b>	(236)	<b>(630)</b>	(668)
Postes particuliers :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	429	—	429	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	64	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	32	—	32	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	28	—	28	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	5	—	13	—
Coûts de restructuration	—	2	4	6
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	1	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	2	—	2	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	(34)
Activités de gestion des risques	31	11	(21)	16
<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>266</b>	(223)	<b>(78)</b>	(680)

La charge d'impôts comparable a augmenté de 25 millions de dollars et diminué de 38 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015. Ces variations sont attribuables principalement aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et à la baisse des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada.

## Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable</b>	<b>(55)</b>	(46)	<b>(187)</b>	(145)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	3	—	3	—
<b>Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle</b>	<b>(52)</b>	(46)	<b>(184)</b>	(145)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 6 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015, et comprenait une charge de 3 millions de dollars se rapportant à la part attribuable aux participations sans contrôle des frais de maintien en poste et des indemnités de cessation d'emploi découlant de l'acquisition de Columbia.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable a augmenté de 9 millions de dollars et de 42 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia qui comprenait une participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP. En outre, la vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation directe de 30 % dans GTN en avril 2015 et de notre participation directe de 49,9 % dans PNGTS en janvier 2016, ainsi que de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur le résultat équivalent de TC Pipelines, LP en dollars canadiens, ont occasionné la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent.

### Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(27)</b>	(23)	<b>(77)</b>	(71)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont été supérieurs de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 et de 6 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date, comparativement aux mêmes périodes en 2015. Cette augmentation, qui est principalement le fait des émissions d'actions privilégiées de 2016 et de 2015, a été en partie neutralisée par la diminution du taux des dividendes versés sur certaines séries.

## Faits récents

### ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.

#### Acquisition

Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, nous avons mené à terme l'acquisition de Columbia, évaluée à 13 milliards de dollars US dont un prix d'achat d'environ 10,3 milliards de dollars US et la prise en charge de la dette de Columbia, qui se chiffrait à quelque 2,7 milliards de dollars US. L'acquisition a été financée à même le produit de 4,4 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, de prélèvements sur les facilités de crédit-relais totalisant 6,9 milliards de dollars US et des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1<sup>er</sup> avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne. Après la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements sur les facilités de crédit-relais et les reçus de souscription.

Columbia exploite un portefeuille composé de gazoducs réglementés d'une longueur d'environ 24 000 km (15 000 milles), d'installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 300 milliards de pieds cubes et des actifs intermédiaires connexes. Nous avons acquis Columbia pour étendre nos activités liées au gaz naturel sur le marché américain, ce qui nous permettra de profiter de nouvelles occasions de croissance à long terme. L'acquisition visait également un gros portefeuille de nouveaux projets d'investissements de croissance comprenant sept projets d'expansion de pipelines ayant pour but d'acheminer aux marchés l'approvisionnement croissant provenant des bassins de production Marcellus / Utica, ainsi qu'un programme de modernisation des infrastructures existantes jusqu'en 2020 visant à continuer d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. Nous sommes à concrétiser des plans visant une intégration efficace de Columbia à la société TransCanada. Les avantages de 250 millions de dollars que nous prévoyons réaliser au chapitre des coûts, des produits et du financement s'annoncent toujours réalisables.

Le tableau ci-dessous présente les coûts liés à l'acquisition de Columbia qui ont été exclus du résultat comparable pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016.

(non audité - en millions de dollars)	trimestre clos le 30 septembre 2016	période de neuf mois close le 30 septembre 2016
Gazoducs	82	82
Siège social	14	50
Intérêts débiteurs	6	115
Intérêts créditeurs et autres	—	(6)
Charge d'impôts sur le bénéfice	(32)	(32)
Participations sans contrôle	(3)	(3)
<b>Montant total exclu du résultat comparable</b>	<b>67</b>	<b>206</b>

#### Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis

Nous prévoyons réaliser un montant d'environ 3,7 milliards de dollars US sur la vente de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. La transaction annoncée le 1<sup>er</sup> novembre 2016 comprend la vente de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind à Helix Generation, LLC, société liée à LS Power Equity Advisors, pour 2,2 milliards de dollars US, et de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à ArLight Capital Partners LLC, pour 1,065 milliard de dollars US, le reste du produit étant attribuable à l'entreprise de commercialisation dont la valeur devrait se réaliser plus tard. Ces deux transactions de vente devraient être conclues au premier semestre de 2017 sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et autres et comporteront des ajustements de clôture. Les ventes devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,1 milliard de dollars après les impôts, dont une charge de

dépréciation de l'écart d'acquisition d'une valeur d'environ 656 millions de dollars, après les impôts, comptabilisée au 30 septembre 2016, une perte nette d'environ 863 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne qui sera réalisée au quatrième trimestre de 2016 et d'un gain d'environ 443 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs d'énergie hydraulique à la clôture de cette transaction. Le produit de ces ventes et la valeur de réalisation future de l'entreprise de commercialisation serviront à rembourser une tranche des facilités de crédit-relais liées à des actifs non garantis de premier rang de 6,9 milliards de dollars US, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia qui a eu lieu précédemment au cours de l'exercice.

### **Participation minoritaire dans des gazoducs au Mexique**

Dans le cadre du plan de financement de l'acquisition de Columbia, nous avons précédemment annoncé notre intention de monétiser notre participation minoritaire dans une entreprise de gazoducs au Mexique. Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous avons rendu publique notre décision de conserver notre participation actuelle dans un portefeuille en croissance d'actifs de gazoducs au Mexique plutôt que de vendre une participation minoritaire dans six de ces gazoducs, ce qui est conforme au maintien d'une structure organisationnelle simple. À l'heure actuelle, nous détenons et exploitons les gazoducs Tamazunchale et Guadalajara et nous sommes en train d'investir 3,8 milliards de dollars US dans la mise en valeur et la construction de quatre gazoducs additionnels et le financement de notre participation dans le projet Sur de Texas. Tous ces projets serviront à répondre à la demande croissante de gaz naturel au Mexique. Ils devraient entrer en service d'ici la fin de 2018 et font l'objet de contrats d'achat ferme de 25 ans conclus avec la CFE. Une fois leur construction terminée, nous prévoyons que nos actifs de gazoducs au Mexique contribueront au bénéfice par action et généreront un BAIIA annuel d'environ 575 millions de dollars US, en hausse par rapport au BAIIA de 181 millions de dollars US dégagé en 2015.

En lien avec cette décision, nous avons conclu une entente avec un groupe de preneurs fermes afin d'effectuer un placement d'actions ordinaires concurremment à la publication des présents résultats financiers. Il y a lieu de se reporter à la section de la présente rubrique portant sur le siège social pour un complément d'information.

## GAZODUCS

### Gazoducs réglementés au Canada

#### Réseau de NGTL

Le 31 octobre 2016, le gouvernement du Canada a approuvé notre demande pour de nouvelles installations d'une valeur de 1,3 milliard de dollars pour le réseau de NGTL en 2017. De plus, le 6 octobre 2016, l'ONÉ a recommandé au gouvernement l'approbation du projet Towerbirch de 0,4 milliard de dollars. Ce projet comprend un pipeline en boucle de 55 km (34 milles) et le prolongement sur 32 km (20 milles) du réseau de NGTL dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. L'ONÉ a autorisé NGTL à continuer d'employer sa méthode des droits intégraux actuelle pour ce nouveau projet. Dans le cadre du programme d'investissement à moyen terme de 5,4 milliards de dollars de NGTL, nous avons reçu des approbations visant des installations d'une valeur de 4,0 milliards de dollars, tandis que des demandes pour des projets d'une valeur de 0,5 milliard de dollars ont été soumises et sont en attente d'approbation. Des projets d'une valeur d'environ 0,9 milliard de dollars devraient être soumis à l'approbation des organismes de réglementation plus tard.

Nous continuons de collaborer étroitement avec nos expéditeurs afin de nous assurer que les nouvelles installations prévues répondent à leurs besoins et aux exigences du marché. Nous avons conclu au deuxième trimestre de 2016 de nouveaux contrats de livraison à long terme sur le réseau de NGTL pour répondre à la demande venant de la région du Nord-Ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et de la Californie qui nécessiteront la construction d'installations, d'une valeur de 135 millions de dollars (le projet de croisement de Sundre), qui n'étaient pas prévues à l'origine dans notre programme d'installations de 2018. Le processus d'invitation à soumissionner qui soutient l'élaboration de ces nouveaux contrats a mis au jour une demande à l'égard de la desserte de ce marché jusque-là insoupçonnée, que nous nous affairons à estimer.

Au deuxième trimestre de 2016, par suite de l'annulation ou de la remise à plus tard des projets de certains de nos clients et du non-renouvellement ou du transfert d'autres contrats, nous avons réévalué les spécifications des installations prévues afin qu'elles répondent à l'ensemble des exigences futures de service du réseau et modifié le profil de nos programmes d'investissement de façon que ces derniers soient adaptés aux nouvelles dates de mise en service projetées. Le total des dépenses d'investissement de croissance prévues pour le réseau de NGTL reste fixé à environ 7,3 milliards de dollars, compte tenu du projet de croisement de Sundre, des gazoducs North Montney et Merrick et de l'annulation d'un projet de 66 millions de dollars. Nous avons reporté des dépenses d'environ 225 millions de dollars à l'égard d'installations visées par le programme de 2016-2017 dont la mise en service révisée aura lieu entre 2018 et 2020 ainsi que des dépenses de 210 millions de dollars à l'égard d'installations visées par le programme de 2018 dont la mise en service révisée aura lieu entre 2019 et 2020.

#### Réseau principal North Montney

En mars 2016, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir une prorogation d'un an de la disposition de temporisation du 10 juin 2016 relativement au certificat d'utilité publique du projet de canalisation principale North Montney. Le 15 septembre 2016, l'ONÉ a approuvé le report de cette disposition au 10 juin 2017. La prorogation demeure soumise à la condition que la construction ne commence pas avant la prise d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG (« PNW LNG »). NGTL continue de collaborer avec ses clients et parties prenantes afin d'être prête à commencer la construction des installations de la canalisation principale North Montney. Cependant, la date de mise en service ne sera arrêtée que lorsque la décision d'investissement finale aura été prise.

### **Règlement sur les besoins en produits de NGTL pour 2016-2017**

En avril 2016, l'ONÉ a approuvé, sous réserve de certaines exigences en matière d'information qui ont par la suite été remplies et approuvées par l'ONÉ, la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits de NGTL qui avait été soumise en décembre 2015. Le règlement prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, le maintien des taux d'amortissement de 2015, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

### **Invitation à soumissionner dans le cadre de l'option tarifaire relative au réseau principal au Canada**

Le 13 octobre 2016, nous avons lancé une invitation à soumissionner relativement au réseau principal au Canada dans le but de conclure des engagements exécutoires visant une proposition à long terme de transport à prix fixe de la production du BSOC entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. La durée des contrats de service sera de dix ans, et les tarifs iront de 0,75 \$ à 0,82 \$ le gigajoule, selon les volumes que chaque expéditeur se sera engagé à transporter. Les contrats prévoient des droits de résiliation anticipée pouvant être exercés après les cinq premières années de service, moyennant le paiement d'une prime. L'invitation à soumissionner se termine le 10 novembre 2016. Dans la mesure où elle se sera conclue favorablement et sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, le nouveau service devrait commencer le 1<sup>er</sup> novembre 2017.

## **Gazoducs aux États-Unis**

### **Projets d'investissement de Columbia**

L'acquisition de Columbia, le 1<sup>er</sup> juillet 2016, comprenait un programme de dépenses d'investissement visant le réseau de Columbia dans l'optique d'une mise en service des nouvelles installations en 2017 et en 2018 ainsi que des programmes de modernisation des actifs existants qui seront menés à bien d'ici 2020. Cet important programme d'investissement de croissance vise nos activités réglementées relatives aux pipelines à hauteur de 7,4 milliards de dollars US et nos activités intermédiaires à hauteur de 0,3 milliard de dollars US. Les paragraphes suivants présentent les principaux projets d'investissement visant ces nouveaux actifs qui font maintenant partie de l'ensemble de notre empreinte de gazoducs en Amérique du Nord.

#### **Leach XPress**

Le projet Leach XPress de Columbia Gas Transmission (« TCO ») vise le transport d'un maximum de 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j du gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach XPress et le réseau de Columbia Gulf Transmission (« CGT »). Le projet comprend 219 km (136 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 39 km (24 milles) de canalisations en boucle de 36 pouces, 3 km (2 milles) de nouvelles canalisations de 30 pouces, un nouveau poste de compression de 82,8 MW (111 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 24,6 MW (33 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 1,4 milliard de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2017. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en juin 2015, et l'étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive a été reçue le 1<sup>er</sup> septembre 2016.

#### **Rayne XPress**

Le projet Rayne XPress de CGT a pour but de transporter un maximum de 1,1 Gpi<sup>3</sup>/j de la production provenant du sud-ouest des gisements de Marcellus et d'Utica associée à l'expansion du projet Leach XPress et à raccorder le réseau de l'est du Texas à divers points de livraison situés sur le réseau de CGT et la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend la modification des postes de compression bidirectionnels se trouvant le long du réseau de CGT, un nouveau poste de compression de 38,8 MW (52 000 HP), le remplacement d'un poste de compression de 20,1 MW (27 000 HP) et le remplacement de 6 km (4 milles) de canalisations de 30 pouces. Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 420 millions de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2017. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en juillet 2015, et l'EIE définitive a été reçue le 1<sup>er</sup> septembre 2016.

**Mountaineer XPress**

Le projet Mountaineer XPress de TCO vise le transport d'un maximum de 2,7 Gpi<sup>3</sup>/j du gaz provenant des formations de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach XPress et le réseau de CGT. Le projet comprend 264 km (164 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 10 km (6 milles) de canalisations latérales de 24 pouces, le remplacement de 0,6 km (0,4 mille) de canalisations de 30 pouces, un nouveau poste de compression de 114,1 MW (153 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 55,9 MW (75 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 2 milliards de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en avril 2016.

**Gulf XPress**

Le projet Gulf XPress de CGT vise le transport d'un maximum de 0,9 Gpi<sup>3</sup>/j de la production provenant de l'expansion du projet Mountaineer XPress vers divers points de livraison se trouvant le long du réseau de CGT et de la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend l'ajout de sept postes de compression médians le long du réseau de CGT totalisant une capacité de 182,7 MW (254 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,7 milliard de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en avril 2016.

**Projet d'accès à Cameron**

Le projet d'accès à Cameron de CGT vise le transport d'un maximum de 0,8 Gpi<sup>3</sup>/j de l'offre de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane. Le projet comprend 44 km (27 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 11 km (7 milles) de canalisations en boucle de 30 pouces et un nouveau poste de compression de 9,7 MW (13 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 300 millions de dollars US, entrera en service au premier trimestre de 2018. Le certificat délivré par la FERC a été reçu en septembre 2015.

**WB XPress**

Le projet WB XPress de TCO vise le transport d'un maximum de 1,3 Gpi<sup>3</sup>/j de l'offre de gaz de Marcellus en direction ouest (0,8 Gpi<sup>3</sup>/j) vers la côte du golfe du Mexique au moyen d'un raccordement au gazoduc du Tennessee, et en direction est (0,5 Gpi<sup>3</sup>/j) vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique et les raccordements à WGL Midstream et à Transco. Le projet comprend la construction de 47 km (29 milles) de gazoducs de divers diamètres, 338 km (210 milles) de gazoducs existants dont la pression de fonctionnement maximale doit être rétablie ou améliorée, un nouveau poste de compression de 29,8 MW (40 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 99,9 MW (134 000 HP). Ce projet représente un investissement estimatif de 0,9 milliard de dollars US. Nous prévoyons que le tronçon est-ouest entrera en service au début du deuxième trimestre de 2018 et que le tronçon ouest-est entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en décembre 2015 pour les deux tronçons.

**Projets de modernisation I et II**

TCO et ses clients ont conclu une convention de règlement, approuvée par la FERC, qui permet le recouvrement des coûts et un rendement des investissements consentis pour la modernisation du réseau, l'amélioration de l'intégrité du réseau et l'accroissement de la fiabilité et de la souplesse du service. Le programme de modernisation comprend entre autres le remplacement des gazoducs et des installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle. Le projet de modernisation I a été approuvé pour un montant maximal de 0,6 milliard de dollars US consacré à des travaux qui seront réalisés entre 2016 et 2017. Le projet de modernisation II a été approuvé pour un montant maximal de 1,1 milliard de dollars US consacré à des travaux qui seront réalisés entre 2018 et 2020. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service avant le 31 octobre perçoivent des produits à compter du 1<sup>er</sup> février de l'année suivante.

### **Columbia Midstream – Projet de gazoduc Gibraltar**

Nous prévoyons investir 260 millions de dollars US pour construire un collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité d'environ 1 million de décathermes par jour dans le sud-ouest de la Pennsylvanie en plusieurs phases. La première date de mise en service se situera au quatrième trimestre de 2016 et la dernière, au quatrième trimestre de 2017.

### **Règlement du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR**

ANR a conclu un règlement avec ses expéditeurs qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2016; le 16 septembre 2016, nous avons soumis à l'approbation de la FERC la convention de règlement non contentieux définitive. Les tarifs de réservation de capacité de transport augmenteront de 34,8 %, et les tarifs de stockage resteront inchangés pour les contrats d'une durée de un an à trois ans, mais ils s'élèveront légèrement pour les contrats de moins de un an et diminueront légèrement pour les contrats de plus de trois ans. Le règlement comprend une clause interdisant toute nouvelle indexation des tarifs jusqu'au 1<sup>er</sup> août 2019. Après cette date, ANR pourra déposer une demande de révision de tarifs si elle a consacré plus de 0,8 milliard de dollars US aux entrées d'immobilisations, mais l'entrée en vigueur des éventuels nouveaux tarifs devra être fixée au plus tard au 1<sup>er</sup> août 2022.

### **Columbia Pipeline Partners, LP**

Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une convention et d'un plan de fusion au moyen desquels notre filiale en propriété exclusive Columbia Pipeline Group, Inc. a convenu d'acquérir contre trésorerie la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de Columbia Pipeline Partners, LP (« CPPL ») au prix de 17,00 \$ US la part ordinaire, ce qui donnera lieu à une transaction d'une valeur globale d'environ 915 millions de dollars US. Les porteurs de parts ordinaires continueront de recevoir des distributions trimestrielles régulières de 0,1975 \$ US par part ordinaire, y compris une distribution proportionnelle pour toute période partielle se terminant à la date de clôture. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017 sous réserve de la réception de l'approbation des porteurs de parts de CPPL et des conditions de clôture habituelles, et sa réalisation devrait contribuer au bénéficiaire par action et simplifier notre structure organisationnelle. Aucun gain ni aucune perte ne sera comptabilisé à la clôture de cette transaction, car CPPL est une filiale consolidée.

## **Mexique**

### **Gazoduc Topolobampo**

Le projet Topolobampo vise la construction d'un gazoduc de 30 pouces d'une longueur de 530 km (329 milles) et d'une capacité de 670 Mpi<sup>3</sup>/j. D'un coût de 1 milliard de dollars US, il acheminera du gaz naturel à partir de raccordements entre des pipelines de tiers et Topolobampo, Sinaloa puis au gazoduc de Mazatlán. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 670 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel. La mise en service véritable devrait être reportée à 2017 en raison de retards dans l'acquisition des emprises. Aux termes du contrat de transport, ce délai est considéré comme un événement de force majeure et des dispositions permettent le recouvrement de produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

### **Gazoduc Mazatlán**

Le projet Mazatlán vise la construction d'un gazoduc de 24 pouces qui s'étendra sur 413 km (257 milles) de El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa. Son coût estimatif est de 0,4 milliard de dollars US. Le projet est appuyé par un contrat de 25 ans conclu avec la CFE. La construction du gazoduc était soutenue par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 200 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel. La construction est terminée, et nous sommes prêts pour la mise en service, conformément au contrat.

### **Gazoduc Tula**

Le projet Tula vise la construction d'un gazoduc de 36 pouces qui s'étendra sur 250 km (155 milles) au coût de 500 millions de dollars US. Des contrats à l'égard d'une capacité de 886 Mpi<sup>3</sup>/j pendant 25 ans ont été conclus avec la CFE. Le gazoduc a pour point d'origine Tuxpan, dans l'État de Veracruz, et cheminera à travers les États de Puebla et de Hidalgo pour acheminer le gaz naturel vers les marchés situés à proximité de Tula, dans l'État de Querétaro. La construction de l'un des tronçons du gazoduc et des postes de compression est commencée.

### **Gazoduc Villa de Reyes**

Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Villa de Reyes, au Mexique. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 886 Mpi<sup>3</sup>/j conclu avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 0,5 milliard de dollars US dans la construction d'un gazoduc d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 420 km (261 milles) dont la date de mise en service est prévue au début de 2018. Le gazoduc débutera à Tula, dans l'État de Hidalgo, et aboutira à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí, transportant du gaz naturel vers les centrales électriques de la région centrale du pays. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tuxpan – Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région.

### **Gazoduc Sur de Texas**

Le 13 juin 2016, nous avons annoncé que la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova avait été choisie pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas, au Mexique, projet de 2,1 milliards de dollars US. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 2,6 Gpi<sup>3</sup>/j conclu avec la CFE. Nous prévoyons investir environ 1,3 milliard de dollars US dans le partenariat pour réaliser la construction du gazoduc d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 km (497 milles) dont la mise en service est prévue pour la fin de 2018. Le gazoduc commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État mexicain de Veracruz. Le projet acheminera du gaz naturel à nos gazoducs Tamazunchale et Tuxpan – Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.

## **Projets de gazoducs de GNL**

### **Projet de transport de gaz de Prince Rupert**

Le 27 septembre 2016, Pacific NorthWest LNG (« PNW LNG ») a reçu un certificat environnemental du gouvernement du Canada à l'endroit de la construction d'une usine de traitement des GNL, à Prince Rupert, en Colombie-Britannique. PNW LNG a déclaré qu'elle effectuerait un examen complet du projet au cours des prochains mois avant d'annoncer les étapes suivantes du projet.

Le projet continue de s'engager auprès des groupes autochtones et d'autres parties prenantes situés le long de l'emprise du gazoduc en préparation de la décision d'investissement finale par PNW LNG. Jusqu'à maintenant, des ententes à long terme relatives au projet ont été conclues avec douze des Premières Nations situées sur le parcours prévu du gazoduc.

### **Coastal Gaslink**

Le 11 juillet 2016, les participants à la coentreprise avec LNG Canada ont annoncé qu'ils reportaient la décision d'investissement finale concernant le projet d'installations de gaz naturel liquéfié près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Jusqu'ici, aucune date future n'a été arrêtée pour la décision d'investissement finale. Étant donné cette annonce, nous nous affairons avec LNG Canada à l'établissement d'un échéancier approprié pour l'aménagement et les travaux du gazoduc Coastal GasLink.

## PIPELINES DE LIQUIDES

### Oléoduc Keystone

Le 2 avril 2016, nous avons mis en arrêt l'oléoduc Keystone après la détection d'une fuite le long de l'emprise de celui-ci dans le comté de Hutchinson au Dakota du Sud. Nous avons déclaré le volume total de la fuite, soit 400 barils, au National Response Center et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration (« PHMSA »). Des réparations temporaires ont été effectuées le 9 avril 2016 et l'oléoduc Keystone a été remis en service le 10 avril 2016. Les réparations permanentes de l'oléoduc se sont terminées le 5 mai 2016, et les travaux de remise en état, le 3 juillet 2016. Les mesures correctives imposées par la PHMSA ont été mises en œuvre en septembre 2016. Cette mise hors service n'a pas eu un effet important sur le résultat de 2016 de la société.

### Latéral et terminal de Houston

En août 2016, le pipeline latéral et le terminal de Houston, qui prolongent le réseau d'oléoducs de Keystone jusqu'aux raffineries de Houston, au Texas, ont été mis en service. Le terminal est doté d'une capacité de stockage initiale de 700 000 barils de brut.

### Oléoduc Énergie Est

Le 1<sup>er</sup> mars 2016, la Province de Québec s'est adressée aux tribunaux pour obtenir une injonction visant à obliger l'oléoduc Énergie Est à se conformer à la réglementation de la province en matière d'environnement. Le 30 mars 2016, la Cour supérieure du Québec a jumelé la requête d'injonction menée par la Province de Québec de concert avec la requête précédente menée par le Centre québécois du droit de l'environnement (« CQDE »), qui cherchait à obtenir une déclaration pour obliger Énergie Est à se soumettre au processus d'évaluation environnementale provincial obligatoire. À la suite de communications avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le 22 avril 2016, la société a soumis une évaluation de projet qui comprend une évaluation environnementale en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (Québec) suivant un échéancier convenu pour les principales étapes de cette démarche. Cette démarche s'ajoute à l'évaluation environnementale requise selon la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012). Le Procureur général du Québec a accepté de suspendre la procédure intentée contre TransCanada et Énergie Est et de la retirer lorsque l'évaluation environnementale provinciale aura été réalisée. Le CQDE a également convenu de suspendre la procédure. Les procédures sont suspendues jusqu'au début de novembre 2016, mais elles pourraient l'être plus longtemps en raison du retard de l'ONÉ indiqué plus bas.

Le 17 mai 2016, nous avons présenté à l'ONÉ une demande consolidée d'autorisation concernant Énergie Est. Le 16 juin 2016, Énergie Est a franchi un jalon important, l'ONÉ ayant annoncé que la demande relative au projet était suffisamment exhaustive pour que le processus d'examen réglementaire officiel puisse débiter. Cette déclaration d'exhaustivité marquait aussi le début du processus d'examen obligatoire de 21 mois par l'ONÉ, qui devrait aboutir par la formulation d'une recommandation officielle adressée au gouverneur en conseil (cabinet fédéral). Le gouverneur en conseil disposera alors de six mois pour décider s'il approuve le projet et, le cas échéant, à quelles conditions. Le 20 juillet 2016, l'ONÉ a publié une ordonnance d'audience qui contient plus de détails sur le processus réglementaire.

Le 8 août 2016, l'ONÉ a tenu la première d'une série de réunions avec les représentants des communautés situées le long du tracé de l'oléoduc, au Nouveau-Brunswick. Les réunions qui devaient avoir lieu pendant la semaine du 29 août 2016 à Montréal, au Québec, ont ensuite été annulées, trois des représentants de l'ONÉ ayant annoncé leur décision de se retirer du comité d'examen du projet en raison des craintes raisonnables de partialité alléguées à leur endroit. Le président et le vice-président de l'ONÉ, ce dernier étant également membre du comité, se sont retirés de toute autre responsabilité relative au projet. Par suite de ces récusations, toutes les audiences de ce projet ont été ajournées jusqu'à nouvel ordre en attendant que le gouvernement fédéral nomme de nouveaux dirigeants de l'ONÉ et que cette dernière mette sur pied un nouveau comité chargé d'examiner nos demandes. Les membres du nouveau comité détermineront alors de quelle façon le processus d'examen sera repris. Par suite de ces événements, nous nous attendons à ce que le processus d'examen de l'ONÉ soit retardé.

## Contestation judiciaire relative à l'oléoduc Keystone XL en vertu de l'ALENA

Le 24 juin 2016, nous avons présenté une demande d'arbitrage dans le cadre d'un litige nous opposant au gouvernement américain en vertu de la Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre États et ressortissants d'autres États, du Règlement de procédure relatif aux instances de conciliation et d'arbitrage et du chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). Cette réclamation fait suite au refus signifié le 6 novembre 2015 de nous accorder un permis présidentiel pour la construction de l'oléoduc Keystone XL. Nous avons demandé que des dommages-intérêts nous soient versés parce que le gouvernement américain n'a pas respecté les obligations qui lui incombent en vertu de l'ALENA; ces dommages-intérêts se chiffrent à plus de 15 milliards de dollars US, sans compter les intérêts applicables et les coûts de l'arbitrage.

## ÉNERGIE

### CAE en Alberta

Le 7 mars 2016, nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE en Alberta. Ces ententes renferment une disposition qui autorise les acheteurs aux termes des CAE à les résilier si une modification législative rend les ententes non rentables ou encore moins rentables. L'avis de résiliation porte sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. Le 22 juillet 2016, nous avons, de concert avec ASTC Power Partnership, déféré l'affaire qui doit être réglée par arbitrage exécutoire conformément aux dispositions de résolution de litige des CAE. Le 25 juillet 2016, le gouvernement de l'Alberta a déposé une demande à la Cour du banc de la reine afin d'empêcher que l'Alberta Balancing Pool permette la résiliation d'une CAE détenue par un tiers contenant des dispositions de résiliation formulées de manière identique à celles de nos CAE. L'issue de cette demande pourrait avoir une incidence sur la résolution de l'arbitrage portant sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. L'Alberta Balancing Pool a refusé d'entreprendre l'arbitrage tant que la demande n'était pas résolue. Le 20 octobre 2016, nous avons déposé une demande à la Cour du banc de la reine afin que l'Alberta Balancing Pool soit obligé d'entreprendre l'arbitrage. Les conditions de non-rentabilité sur le marché devraient se poursuivre puisque les coûts liés aux émissions de gaz carbonique ont augmenté et devraient continuer de monter sur la durée résiduelle des CAE. Nous prévoyons que la résiliation des CAE se traduira par une amélioration des flux de trésorerie et du résultat comparable à court terme.

Du fait de notre décision de résilier les CAE, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 240 millions de dollars avant les impôts (176 millions de dollars après les impôts), dont une charge de 211 millions de dollars avant les impôts (155 millions de dollars après les impôts) sur la valeur comptable des CAE de Sundance A et de Sheerness et une charge de 29 millions de dollars avant les impôts (21 millions de dollars après les impôts) sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership qui détient la CAE de Sundance B.

### Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario

En mai 2016, la loi autorisant le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario a été promulguée; la nouvelle réglementation entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2016. Cette réglementation impose pour l'ensemble de la province une limite aux émissions de gaz à effet de serre annuelles en vigueur à compter de janvier 2017 et crée un marché pour administrer l'achat et l'échange des quotas d'émissions. En vertu de la nouvelle réglementation, l'obligation de conformité s'appliquant aux émissions de nos centrales alimentées au gaz naturel incombe aux sociétés de distribution locales, à charge pour ces dernières de se faire rembourser les coûts de la conformité auprès des actifs gaziers.

La SIERE poursuit l'élaboration des modifications qu'elle se propose d'apporter aux contrats des détenteurs de contrats admissibles pour tenir compte de ces coûts et d'autres questions découlant de la nouvelle réglementation. Nous ne prévoyons pas que cette nouvelle réglementation aura des répercussions importantes.

### **Contrat d'achat ferme de Bécancour**

En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle cette dernière pouvait répartir une capacité hivernale de pointe d'un maximum de 570 MW provenant de notre centrale de Bécancour, et ce, pour une durée de 20 ans à compter de décembre 2016. La Régie de l'énergie (la « Régie »), organisme de réglementation du Québec, avait d'abord entériné l'entente en vue de sa mise en œuvre, mais en juillet 2016, la Régie a annulé sa décision première. Faisant valoir les avantages économiques de cette entente, Hydro-Québec continue de plaider en faveur de sa réalisation dans le cadre de sa stratégie visant à répondre aux besoins de la province en période de pointe hivernale et explore d'autres options réglementaires pour que l'entente soit revalidée. Nous prévoyons que les nécessités du projet et son calendrier provisoire seront réévalués dans le cadre de l'examen du plan décennal d'approvisionnement d'Hydro-Québec, qui vient d'être dévoilé.

### **Financement de Bruce Power**

Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué un prélèvement sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre d'un programme visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. Les distributions reçues de Bruce Power au deuxième trimestre de 2016 comprenaient 725 millions de dollars provenant de ce programme de financement.

## **SIÈGE SOCIAL**

### **Placement d'actions ordinaires**

Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, en parallèle avec notre décision de conserver notre participation actuelle dans une entreprise de gazoducs au Mexique en croissance, et concurremment à la publication des présents résultats financiers, nous avons conclu une entente avec un groupe de preneurs fermes afin d'effectuer un placement d'actions ordinaires. Les actions ordinaires seront offertes dans le public au Canada et aux États-Unis par les preneurs fermes ou leurs représentants. Le placement est assujéti à l'obtention de toutes les approbations nécessaires des organismes de réglementation et des bourses.

Le produit du placement servira à rembourser une tranche des facilités de crédit-relais liées à des actifs non garantis de premier rang de 6,9 milliards de dollars US, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia. La clôture du placement devrait avoir lieu le 16 novembre 2016.

### **Régime de réinvestissement des dividendes**

Aux termes de notre régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada. À compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2016, des actions ordinaires seront émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %.

## Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers 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 provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers (notamment par l'établissement d'un programme d'émission d'actions au cours du marché), à la monétisation d'actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

Au 30 septembre 2016, notre actif à court terme s'élevait à 5,4 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 6,1 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 0,7 milliard de dollars, comparativement à 3,4 milliards de dollars au 31 décembre 2015. 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 liés aux activités d'exploitation;
- notre accès aux marchés des capitaux;
- nos facilités de crédit confirmées non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 8,6 milliards de dollars reste inutilisée.

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 183	1 247	3 277	2 976
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	110	(107)	(28)	378
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1</sup>	1 293	1 140	3 249	3 354
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	99	—	238	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	14	—	37	—
Coûts de restructuration	—	8	—	20
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	5	—	5	—
Impôts sur le bénéfice exigibles	—	—	—	—
<b>Fonds provenant de l'exploitation comparables</b>	<b>1 411</b>	<b>1 148</b>	<b>3 529</b>	<b>3 374</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)	(74)	(69)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(77)	(60)	(201)	(168)
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice <sup>2</sup>	30	111	217	221
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(311)	(223)	(770)	(584)
<b>Flux de trésorerie distribuables comparables</b>	<b>1 025</b>	<b>953</b>	<b>2 701</b>	<b>2 774</b>
<b>Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire</b>	<b>1,29 \$</b>	<b>1,34 \$</b>	<b>3,68 \$</b>	<b>3,91 \$</b>

<sup>1</sup> Pour obtenir plus de précisions au sujet des fonds provenant de l'exploitation, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

<sup>2</sup> Tiennent compte des distributions reçues des activités d'exploitation de participations comptabilisées à la valeur de consolidation et excluent les distributions additionnelles de 725 millions de dollars découlant du programme de financement de Bruce Power.

## FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES

Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont une mesure non conforme aux PCGR. 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. Pour calculer cette mesure comparable, nous ajustons les fonds provenant de l'exploitation en fonction de postes particuliers que nous jugeons importants, mais non représentatifs des activités sous-jacentes. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur les postes particuliers.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 263 millions de dollars et de 155 millions de dollars, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, comparativement aux mêmes périodes de 2015; cette hausse est attribuable à l'accroissement du bénéfice net par suite de l'acquisition de Columbia, le 1<sup>er</sup> juillet 2016.

## 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. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Les dépenses d'investissement de maintien pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 se sont chiffrées à 105 millions de dollars et à 202 millions de dollars, respectivement, pour nos gazoducs réglementés au Canada (87 millions de dollars et 201 millions de dollars, respectivement, en 2015), ce qui a contribué à leur base tarifaire et à leur bénéfice net respectifs.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2016	2015	2016	2015
<b>Dépenses d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 444)	(976)	(3 262)	(2 748)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(62)	(130)	(219)	(465)
	(1 506)	(1 106)	(3 481)	(3 213)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(286)	(105)	(570)	(303)
Trésorerie soumise à des restrictions	13 113	—	—	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(12 609)	—	(13 608)	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice	30	111	942	221
Montants reportés et autres	38	36	18	240
<b>Sorties nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(1 220)</b>	<b>(1 064)</b>	<b>(16 693)</b>	<b>(3 055)</b>

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

En 2016, les dépenses d'investissement ont été principalement liées aux éléments suivants :

- l'expansion du réseau de NGTL;
- la construction de pipelines au Mexique;
- l'expansion du pipeline d'ANR;
- l'expansion des gazoducs de Columbia;
- la construction du pipeline Northern Courier;
- l'expansion du réseau principal au Canada;
- la construction de la centrale énergétique de Napanee.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement concernent principalement l'oléoduc Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2016 par rapport à 2015, principalement en raison de nos investissements dans Grand Rapids, Bruce Power et Sur de Texas.

La trésorerie soumise à des restrictions entières au 30 juin 2016 a été utilisée dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1<sup>er</sup> juillet 2016.

Le 1<sup>er</sup> février 2016, nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, pour une contrepartie en trésorerie de 653 millions de dollars US, compte tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

Le 31 mars 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois pour un prix d'achat total de 54 millions de dollars US. Le 1<sup>er</sup> mai 2016, nous avons acquis encore une participation supplémentaire de 0,65 %, cette fois pour un prix d'achat total de 7 millions de dollars US. Ces acquisitions ont porté notre participation dans Iroquois à 50 %.

L'augmentation des distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice est principalement attribuable aux distributions provenant de Bruce Power. Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué des prélèvements sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre du programme visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires, opérations qui se sont traduites par des distributions de 725 millions de dollars que nous avons reçus.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre	30 septembre	30 septembre	30 septembre
	2016	2015	2016	2015
Billets à payer remboursés, montant net	(423)	(358)	(100)	(828)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	6	962	12 333	3 323
Remboursements sur la dette à long terme	(53)	(183)	(2 343)	(2 066)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 551	—	1 551	917
Dividendes et distributions versés	(502)	(452)	(1 434)	(1 315)
Actions ordinaires et reçus de souscription émis, déduction faite des frais d'émission	(37)	1	4 337	12
Actions ordinaires rachetées	—	—	(14)	—
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	45	—	151	31
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	492	243
<b>Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement</b>	<b>587</b>	<b>(30)</b>	<b>14 973</b>	<b>317</b>

**ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME**

(non audité – en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition <sup>1</sup>	Juin 2018	5 213 \$ US	Variable
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juillet 2023	300 \$	3,690 % <sup>2</sup>
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juin 2046	700 \$	4,350 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 \$ US	3,125 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 \$ US	4,875 %
<b>ANR PIPELINE COMPANY</b>					
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	Juin 2026	240 \$ US	4,140 %
<b>TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.</b>					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition <sup>1</sup>	Juin 2018	1 700 \$ US	Variable
<b>TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY</b>					
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	9,5 \$ US	Variable

<sup>1</sup> Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis et le produit du placement d'actions ordinaires réalisé en novembre 2016 seront affectés au remboursement partiel de ces facilités.

<sup>2</sup> Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme. De nouveaux billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

**ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR**

(non audité – en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Août 2016	Billets subordonnés de rang inférieur non garantis <sup>1</sup>	Août 2076	1 200 \$ US	6,125 % <sup>2</sup>

<sup>1</sup> En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur non garantis sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs ou aux autres obligations de TCPL. Ils sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 août 2026, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

<sup>2</sup> Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust et ils portent intérêt au taux de 6,125 % par année. Ce taux sera ajusté au TIOL à trois mois majoré de 4,89 % par année à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046, et au TIOL à trois mois majoré de 5,64 % par année à compter d'août 2046 jusqu'en août 2076.

Le 15 août 2016, TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire entièrement détenue par TCPL, a émis pour 1,2 milliard de dollars US de billets de fiducie à des tiers investisseurs. Ces billets portent intérêt à un taux fixe de 5,875 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit des billets de fiducie a été prêté à TCPL grâce à la souscription de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés dans les états financiers de TransCanada, car TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et les seuls actifs importants de la fiducie sont les montants à recevoir de TCPL.

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 TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes sur leurs actions privilégiées en circulation ou de racheter ces actions (ou, en l'absence d'actions privilégiées en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

ce que TCPL ait racheté la totalité des actions privilégiées dans un cas de report. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement contre des actions privilégiées de TCPL lorsqu'il se produit certains cas de faillite et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

**REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME**

(non audité – en millions de dollars) Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>				
	Octobre 2016	Billets à moyen terme	400 \$	4,65 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 \$ US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 \$ US	0,75 %
<b>NOVA GAS TRANSMISSION LTD.</b>				
	Février 2016	Débetures	225 \$	12,20 %

**ACTIONS ORDINAIRES RACHETÉES**

En novembre 2015, la TSX a approuvé notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21,3 millions d'actions ordinaires, représentant 3 % de nos actions ordinaires alors émises et en circulation, entre le 23 novembre 2015 et le 22 novembre 2016, aux cours en vigueur sur le marché majorés des frais de courtage ou à tout autre prix autorisé par la TSX. Depuis la mise en place de l'offre publique de rachat, 7,1 millions d'actions ont été rachetées à un prix moyen de 43,63 \$. Par suite de l'acquisition de Columbia, nous ne prévoyons pas effectuer d'autres rachats aux termes de cette offre publique de rachat.

Le tableau qui suit présente l'information concernant les actions rachetées en 2016 aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités :

<b>au 30 septembre 2016</b>	
(en millions de dollars, sauf le nombre d'actions ordinaires et les données par action)	
Nombre d'actions ordinaires rachetées <sup>1</sup>	305 407
Prix moyen pondéré par action ordinaire <sup>2</sup>	44,90 \$
Montant du rachat	13,7 \$

<sup>1</sup> Ce nombre tient compte des actions ordinaires rachetées aux termes de conventions privées intervenues avec des tiers.

<sup>2</sup> Ce prix comprend les frais de courtage.

**REÇUS DE SOUSCRIPTION**

Le 1<sup>er</sup> avril 2016, nous avons émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit total de 4,4 milliards de dollars. Les porteurs ont obtenu pour chaque reçu de souscription une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia. Les porteurs ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, des paiements d'équivalent de dividendes correspondant aux dividendes déclarés relativement à chaque action ordinaire, le premier paiement ayant été effectué le 29 avril 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016. Un deuxième paiement d'équivalent de dividendes a été effectué le 29 juillet 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, des paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars ont été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs et exclus du résultat comparable. Voir la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR ».

Des intérêts créditeurs de 6 millions de dollars gagnés sur ce produit pendant qu'il était entier ont aussi été exclus du résultat comparable. Voir la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR ».

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le 4 juillet 2016, les reçus de souscription ont été automatiquement échangés contre des actions ordinaires de TransCanada, conformément aux modalités de la convention régissant les reçus de souscription, et radiés de la TSX.

### RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Selon les dispositions du régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD ») de la société, les porteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements en espèces facultatifs pour acheter des actions ordinaires de TransCanada. À partir des dividendes déclarés le 27 juillet 2016, des actions ordinaires seront émises sur le capital autorisé, selon un escompte de 2 %. Environ 175 millions de dollars ou 39 % des dividendes versés le 31 octobre 2016 ont été réinvestis dans des actions ordinaires de TransCanada.

### ÉMISSION ET CONVERSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En février 2016, les porteurs de 1,3 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,54 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 5 restantes a été ajusté pour une période de cinq ans au taux de 2,263 % par an. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans.

En avril 2016, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 20 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 13 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 500 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 13 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 13 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 14 le 31 mai 2021 et le dernier jour ouvrable de mai tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 14 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux alors en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 4,69 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 13 a été établi pour une période initiale au taux de 5,5 % par an et sera ajusté tous les cinq ans à un taux égal à la somme du taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 4,69 %, et ce taux ne pourra être inférieur à 5,5 % par année.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de la conversion et de l'émission en 2016 des actions privilégiées susmentionnées :

(non audité)	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action <sup>1</sup>	Prix de rachat par action <sup>2</sup>	Date de rachat et d'option de conversion <sup>2,3</sup>	Droit de convertir en <sup>3</sup>
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>						
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6
Série 6	1 286	Variable <sup>4</sup>	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5
Série 13	20 000	5,5 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14

<sup>1</sup> Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif, lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil (exception faite des actions privilégiées de série 6). Les porteurs d'actions privilégiées de série 6 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil.

<sup>2</sup> La société peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. De plus, la société peut racheter les actions privilégiées de série 6 à tout moment autre qu'une date d'option de rachat désignée au prix de 25,50 \$ l'action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date de ce rachat.

<sup>3</sup> Le porteur aura le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série précisée à la date de l'option de conversion et à la même date tous les cinq ans par la suite.

<sup>4</sup> Depuis le 30 septembre 2016, le taux variable des dividendes trimestriels sur les actions privilégiées de série 6 est de 2,073 % et il sera ajusté chaque trimestre.

## PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TC PIPELINES, LP

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, 2,7 millions de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché de TC Pipelines, LP, générant un produit net d'environ 143 millions de dollars US. Notre participation dans TC Pipelines, LP a diminué et s'établissait à 27 % par suite des émissions de titres dans le cadre du programme au cours du marché et de la dilution qui en a découlé.

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC Pipelines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme au cours du marché pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC Pipelines, LP. Aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer jusqu'à maintenant et ce droit expire un an après la date d'achat de la part.

## DIVIDENDES

Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

### Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,565 \$ par action

Payable le 30 janvier 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 janvier 2017

### Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

**Série 1** 0,204125 \$

**Série 2** 0,15283060 \$

**Série 3** 0,1345 \$

**Série 4** 0,11212020 \$

Payable le 30 décembre 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 novembre 2016

**Série 5** 0,14143750 \$

**Série 6** 0,13038299 \$

**Série 7** 0,25 \$

**Série 9** 0,265625 \$

Payable le 30 janvier 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 janvier 2017

**Série 11** 0,2375 \$

**Série 13** 0,34375 \$

Payable le 30 novembre 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 14 novembre 2016

## INFORMATION SUR LES ACTIONS

au 28 octobre 2016		
<b>Actions ordinaires</b>	<b>Émises et en circulation</b> 800 millions	
<b>Actions privilégiées</b>	<b>Émises et en circulation</b>	<b>Pouvant être converties en</b>
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Série 13	20 millions	Actions privilégiées de série 14
<b>Options permettant d'acheter des actions ordinaires</b>	<b>En circulation</b> 11 millions	<b>Pouvant être exercées</b> 6 millions

## FACILITÉS DE CRÉDIT

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial, ainsi qu'à des facilités de crédit à vue, à d'autres fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit, l'accès à des liquidités supplémentaires et la conclusion de l'acquisition de Columbia.

Au 1<sup>er</sup> novembre 2016, nous disposons de facilités de crédit non garanties de quelque 19,2 milliards de dollars, notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Objet	Échéance
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada	Décembre 2020
5,2 milliards de dollars US	—	TCPL	Engagement de crédit-relais à terme lié à la vente d'actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia <sup>1</sup>	Juin 2018
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL aux États-Unis	Décembre 2016
1,7 milliard de dollars US	—	TCPL USA	Engagement de crédit-relais à terme lié à la vente d'actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia <sup>1</sup>	Juin 2018
1,5 milliard de dollars US	1,3 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA	Décembre 2016
1,5 milliard de dollars US	1,5 milliard de dollars US	TAIL/TCPM	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial conjoint de TAIL et TCPM aux États-Unis	Décembre 2016
1,9 milliard de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Pour appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires	À vue

<sup>1</sup> Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis et le produit du placement d'actions ordinaires réalisé en novembre 2016 seront affectés au remboursement partiel de ces facilités.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Au 1<sup>er</sup> novembre 2016, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,4 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 en capital ont augmenté d'environ 1,5 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2015 en raison des nouveaux engagements relatifs aux gazoducs Tula, Villa de Reyes et Sur de Texas partiellement contrebalancés par la diminution des engagements visant Grand Rapids et Napanee. Nos autres obligations d'achat sont conformes aux engagements déclarés au 31 décembre 2015.

À cette date, nos engagements comprenaient des paiements fixes, déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, aux termes des CAE en Alberta. Compte tenu de l'avis de résiliation de nos CAE de Sheerness, Sundance A et Sundance B en date du 7 mars 2016, nos obligations futures ont diminué comme suit par rapport au 31 décembre 2015 : 195 millions de dollars en 2016, 200 millions de dollars en 2017, 141 millions de dollars en 2018, 138 millions de dollars en 2019 et 115 millions de dollars en 2020. Nos engagements pour l'exercice 2021 et par la suite ont été augmentés d'environ 0,5 milliard de dollars par suite de la prorogation de certains contrats de location de locaux au deuxième trimestre de 2016. L'acquisition de Columbia, le 1<sup>er</sup> juillet 2016, a entraîné une hausse totale de 349 millions de dollars de nos obligations contractuelles se rapportant aux contrats de transport et à la location de locaux. Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2016 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 2015 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

**Risques et instruments financiers**

Nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché et c'est pourquoi nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites en vue d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionariale. Ces mesures sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés et les risques connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

L'entreprise de commercialisation des liquides de la société a commencé ses activités au premier trimestre de 2016. Elle conclut des contrats à court ou à long terme sur la capacité des pipelines et des terminaux de stockage, qui visent principalement les actifs de la société, ce qui permet d'accroître l'utilisation de ces actifs et d'obtenir la valeur de marché de la capacité en question. Des instruments dérivés sont utilisés pour fixer une partie de l'exposition aux prix variables qui découle des transactions sur les liquides physiques.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2015 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2015.

**RISQUE D'ILLIQUIDITÉ**

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois 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 d'investissement, dans des conditions tant normales que difficiles.

## RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

- aux débiteurs;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie;
- aux billets à recevoir.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 septembre 2016, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était de 191 millions de dollars (146 millions de dollars US) au 30 septembre 2016 [248 millions de dollars (179 millions de dollars US) au 31 décembre 2015]. Ce montant est garanti par la société mère de la contrepartie et il devrait être entièrement recouvrable.

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 DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats 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. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US, et le reste se trouve géré par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt sur les flux de trésorerie; nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer une partie de ce risque.

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

<b>trimestre clos le 30 septembre 2016</b>	<b>1,31</b>
trimestre clos le 30 septembre 2015	1,31
<b>période de neuf mois close le 30 septembre 2016</b>	<b>1,32</b>
période de neuf mois close le 30 septembre 2015	1,26

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis et à l'échelle internationale, sur une base avant impôts, est en grande partie enrayée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Voir la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

## Principaux montants libellés en dollars US

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	366	153	792	526
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	119	171	369	474
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	131	117	228	257
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction en dollars US	55	37	149	98
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(315)	(231)	(811)	(677)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	6	42	22	102
Participations sans contrôle aux États-Unis	(38)	(35)	(138)	(115)
	<b>324</b>	254	<b>611</b>	665

## Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

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

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital des 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 2016		31 décembre 2015	
	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital
<b>Actif (passif)</b>				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2016 à 2019) <sup>2</sup>	(433)	2 400 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2016 à 2017)	(16)	200 US	50	1 800 US
	<b>(449)</b>	<b>2 600 US</b>	(680)	4 950 US

<sup>1</sup> Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

<sup>2</sup> Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, des gains réalisés nets de 1 million de dollars et de 5 millions de dollars, respectivement (gains de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars, respectivement, en 2015) liés à la composante intérêts des règlements de swaps de devises sont inclus dans les intérêts débiteurs.

## Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Valeur nominale	<b>30 200 (23 000 US)</b>	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	<b>33 700 (25 700 US)</b>	23 800 (17 200 US)

## INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments non dérivés, 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. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture.

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 (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

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

(non audité – en millions de dollars)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Autres actifs à court terme	332	442
Actifs incorporels et autres actifs	181	168
Créditeurs et autres	(616)	(926)
Autres passifs à long terme	(428)	(625)
	(531)	(941)

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

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

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre	30 septembre	closes les	30 septembre
	2016	2015	2016	2015
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Montant des (pertes non réalisées) gains non réalisés de la période				
Produits de base <sup>2</sup>	(97)	(27)	23	(30)
Change	—	(26)	47	(25)
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(23)	(52)	(165)	(84)
Change	(5)	(34)	52	(87)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(15)	(35)	(155)	(132)
Change	5	—	(101)	—
Taux d'intérêt	1	2	4	6

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de vendre l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons constaté une perte de 49 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars (néant en 2015) dans le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2016 au titre

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération sous-jacente couverte ne se produirait pas en raison d'une vente future.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) <sup>1</sup>				
Produits de base	7	(48)	33	(77)
Change	(5)	—	—	—
Taux d'intérêt	4	(1)	—	(1)
	6	(49)	33	(78)
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés, du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) <sup>1</sup>				
Produits de base <sup>2</sup>	(7)	76	54	124
Change <sup>3</sup>	5	—	—	—
Taux d'intérêt <sup>4</sup>	3	4	11	12
	1	80	65	136
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Produits de base <sup>2</sup>	14	10	(1)	3
	14	10	(1)	3

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

<sup>3</sup> Montant constaté dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

<sup>4</sup> Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

### 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 2016, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 24 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2015). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2016, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 24 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015). 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 2016, 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.

Nous avons acquis Columbia le 1<sup>er</sup> juillet 2016. Les actifs attribuables à Columbia au 1<sup>er</sup> juillet 2016 représentaient environ 25 % du total de notre actif à la même date, et les produits attribuables à Columbia pour la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 septembre 2016 correspondent à environ 12 % du total de nos produits pour le troisième trimestre de 2016. La direction évalue actuellement les contrôles de communication de l'information de Columbia en vue de les intégrer aux nôtres. Nous prévoyons que cette intégration sera terminée en 2017.

Mis à part ce qui est mentionné ci-dessus, au troisième trimestre de 2016, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière 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. La détermination de la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises et comptabilisés selon la méthode de l'acquisition nécessite également le recours à des estimations et au jugement. 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 2015 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

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

Nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation chaque année, ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il pourrait s'être déprécié. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était pas supérieure à leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, au 30 septembre 2016. La juste valeur de Ravenswood a été déterminée au moyen de plusieurs méthodes combinées, dont l'approche par les flux de trésorerie actualisés, et d'une estimation de la contrepartie qui serait tirée d'une vente éventuelle. Les immobilisations corporelles ont également été soumises à un test de dépréciation. Ainsi, au 30 septembre 2016, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition à l'égard du montant intégral de l'écart d'acquisition de 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts) afférent aux installations de Ravenswood dans le secteur de l'énergie et nous avons également déterminé que les immobilisations corporelles n'avaient fait l'objet d'aucune dépréciation.

Au 30 septembre 2016, notre écart d'acquisition comprenait une somme de 1,9 milliard de dollars liée aux activités de transport de gaz naturel d'ANR. Par suite du règlement du dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4 déposé le 16 septembre 2016, nous avons évalué cette unité d'exploitation afin de déterminer s'il y avait eu perte de valeur. La juste valeur de cette unité d'exploitation a été établie à l'aide d'une méthode d'actualisation des flux de trésorerie intégrant les principales dispositions du règlement. L'évaluation a révélé qu'aucune dépréciation de l'écart d'acquisition n'avait eu lieu; la juste valeur estimative d'ANR est supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, mais de moins de 10 %. Le règlement comprend une clause interdisant toute nouvelle indexation des tarifs jusqu'au

1<sup>er</sup> août 2019. Après cette période, toute condition défavorable ayant une incidence sur les tarifs et les volumes d'ANR pourrait entraîner une réduction de nos flux de trésorerie futurs estimatifs, ce qui pourrait donner lieu à une dépréciation future d'une partie du solde de l'écart d'acquisition lié à ANR.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2015, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2015 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

## **Modifications de conventions comptables pour 2016**

### **Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats**

En janvier 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR des États-Unis. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### **Consolidation**

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Selon cette mise à jour, les entités doivent réévaluer si elles doivent consolider certaines entités juridiques et éliminer la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification de nos conclusions en matière de consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent à la note 16, « Entités à détenteurs de droits variables ».

### **Comptabilisation des intérêts**

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon les modifications de cette mise à jour, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt, auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction du passif relatif à la dette auxquels ils sont rattachés à notre bilan consolidé.

### **Regroupements d'entreprises**

En septembre 2015, le FASB a publié des directives visant à simplifier la comptabilisation des ajustements de périodes d'évaluation pour les regroupements d'entreprises. Selon les directives modifiées, un acquéreur doit comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, les directives exigent également que l'acquéreur comptabilise l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

## **Modifications comptables futures**

### **Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients**

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés des contrats conclus avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Ces nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient

compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a reporté la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme au 1<sup>er</sup> janvier 2018 et l'adoption anticipée de celle-ci n'est pas permise avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. Nous identifions actuellement les contrats existants conclus avec des clients ou les groupes de contrats entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et nous avons entrepris une évaluation pour déterminer quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

### **Stocks**

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les modifications de cette mise à jour, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 et s'appliqueront de manière prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### **Instruments financiers**

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Nous évaluons actuellement 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.

### **Contrats de location**

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. Selon ces nouvelles directives, les preneurs à bail doivent comptabiliser, au bilan, la plupart des contrats de location, y compris les contrats de location-exploitation, en tant qu'actifs et passifs faisant l'objet de contrats de location. Par ailleurs, les preneurs à bail peuvent devoir réévaluer les hypothèses relatives aux contrats de location existants et fournir de plus amples informations qualitatives et quantitatives. La nouvelle norme ne propose pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. Ces directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 et seront appliquées conformément à une approche rétrospective modifiée. Nous identifions actuellement les contrats de location existants entrant dans le champ d'application des nouvelles directives qui pourraient avoir un effet sur nos états financiers consolidés par suite de l'adoption de cette nouvelle norme.

### **Dérivés et instruments de couverture**

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées aux instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

**Participations comptabilisées à la valeur de consolidation**

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à cette méthode de comptabilisation. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 et seront appliquées de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

**Paiements à base d'actions versés aux salariés**

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les forclusions au moment où elles surviendront. Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

**Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers**

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments 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 entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de leur adoption et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

**Classement de certaines entrées et sorties de trésorerie**

En août 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui clarifient comment les entités doivent classer certaines entrées et sorties de trésorerie. Ces éléments comprennent les coûts de remboursement anticipé ou d'extinction d'une dette, les contreparties conditionnelles versées après un regroupement d'entreprises, le produit du règlement d'une demande d'indemnisation d'assurance, le produit du règlement d'une assurance vie détenue par une société et les distributions reçues d'entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation. Les nouvelles directives, qui entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, seront mises en application selon une approche rétrospective. Ces directives précisent en outre comment le principe de prédominance doit être appliqué lorsque des entrées et des sorties de trésorerie possèdent les caractéristiques de plus d'une catégorie de flux de trésorerie. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'en avons pas encore déterminé l'incidence sur nos états financiers consolidés.

## Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>BAIIA</b>	<b>605</b>	1 458	<b>3 262</b>	4 334
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	<b>1 085</b>	—	<b>1 085</b>	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	<b>240</b>	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>96</b>	—	<b>132</b>	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	<b>14</b>	—	<b>37</b>	—
Coûts de restructuration	—	8	<b>14</b>	20
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	<b>4</b>	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>5</b>	—	<b>5</b>	—
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>81</b>	17	<b>(22)</b>	27
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 886</b>	1 483	<b>4 757</b>	4 381
Amortissement	<b>(527)</b>	(439)	<b>(1 425)</b>	(1 313)
<b>BAII comparable</b>	<b>1 359</b>	1 044	<b>3 332</b>	3 068
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>				
Intérêts débiteurs comparables	<b>(516)</b>	(341)	<b>(1 341)</b>	(990)
Intérêts créditeurs et autres comparables	<b>122</b>	42	<b>385</b>	108
Charge d'impôts comparable	<b>(261)</b>	(236)	<b>(630)</b>	(668)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable	<b>(55)</b>	(46)	<b>(187)</b>	(145)
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>(27)</b>	(23)	<b>(77)</b>	(71)
<b>Résultat comparable</b>	<b>622</b>	440	<b>1 482</b>	1 302
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	<b>(656)</b>	—	<b>(656)</b>	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	<b>(176)</b>	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>(67)</b>	—	<b>(206)</b>	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	<b>28</b>	—	<b>28</b>	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	<b>(9)</b>	—	<b>(24)</b>	—
Coûts de restructuration	—	(6)	<b>(10)</b>	(14)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	<b>(3)</b>	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>(3)</b>	—	<b>(3)</b>	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	(34)
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>(50)</b>	(32)	<b>50</b>	(36)
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(135)</b>	402	<b>482</b>	1 218
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>(516)</b>	(341)	<b>(1 341)</b>	(990)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>(6)</b>	—	<b>(115)</b>	—
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(522)</b>	(341)	<b>(1 456)</b>	(990)

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>	<b>122</b>	42	<b>385</b>	108
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	—	—	<b>6</b>	—
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	—	(26)	<b>49</b>	(25)
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>122</b>	16	<b>440</b>	83
<b>Charge d'impôts comparable</b>	<b>(261)</b>	(236)	<b>(630)</b>	(668)
Postes particuliers :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	<b>429</b>	—	<b>429</b>	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	<b>64</b>	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>32</b>	—	<b>32</b>	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	<b>28</b>	—	<b>28</b>	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	<b>5</b>	—	<b>13</b>	—
Coûts de restructuration	—	2	<b>4</b>	6
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	<b>1</b>	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>2</b>	—	<b>2</b>	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	(34)
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>31</b>	11	<b>(21)</b>	16
<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>266</b>	(223)	<b>(78)</b>	(680)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable</b>	<b>(55)</b>	(46)	<b>(187)</b>	(145)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>3</b>	—	<b>3</b>	—
<b>Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle</b>	<b>(52)</b>	(46)	<b>(184)</b>	(145)
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,78 \$</b>	0,62 \$	<b>2,02 \$</b>	1,84 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	<b>(0,82)</b>	—	<b>(0,89)</b>	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	<b>(0,25)</b>	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	<b>(0,09)</b>	—	<b>(0,29)</b>	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	<b>0,03</b>	—	<b>0,04</b>	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	<b>(0,01)</b>	—	<b>(0,03)</b>	—
Coûts de restructuration	—	(0,01)	<b>(0,01)</b>	(0,02)
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	—	(0,05)
Activités de gestion des risques	<b>(0,06)</b>	(0,04)	<b>0,07</b>	(0,05)
<b>(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>(0,17) \$</b>	0,57 \$	<b>0,66 \$</b>	1,72 \$

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

1 Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	(4)	(14)	3	(7)
Installations énergétiques aux États-Unis	(73)	(5)	16	(22)
Liquides	(8)	—	(6)	—
Stockage de gaz naturel	4	2	9	2
Change	—	(26)	49	(25)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	31	11	(21)	16
<b>Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(50)</b>	<b>(32)</b>	<b>50</b>	<b>(36)</b>

## BAIIA et BAll comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 septembre 2016 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	<b>1 114</b>	<b>259</b>	<b>(744)</b>	<b>(24)</b>	<b>605</b>
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	1 085	—	1 085
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	82	—	—	14	96
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	14	—	—	14
Coûts de restructuration	—	—	—	—	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	5	—	5
Activités de gestion des risques	—	8	73	—	81
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 196</b>	<b>281</b>	<b>419</b>	<b>(10)</b>	<b>1 886</b>
Amortissement comparable	(361)	(72)	(81)	(13)	(527)
<b>BAll comparable</b>	<b>835</b>	<b>209</b>	<b>338</b>	<b>(23)</b>	<b>1 359</b>

trimestre clos le 30 septembre 2015 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	806	352	323	(23)	1 458
Coûts de restructuration	—	—	—	8	8
Activités de gestion des risques	—	—	17	—	17
<b>BAIIA comparable</b>	806	352	340	(15)	1 483
Amortissement comparable	(284)	(68)	(79)	(8)	(439)
<b>BAll comparable</b>	<b>522</b>	<b>284</b>	<b>261</b>	<b>(23)</b>	<b>1 044</b>

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	<b>2 888</b>	<b>818</b>	<b>(318)</b>	<b>(126)</b>	<b>3 262</b>
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	1 085	—	1 085
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	240	—	240
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	82	—	—	50	132
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	37	—	—	37
Coûts de restructuration	—	—	—	14	14
Perte sur la vente de TC Offshore	4	—	—	—	4
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	5	—	5
Activités de gestion des risques	—	6	(28)	—	(22)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 974</b>	<b>861</b>	<b>984</b>	<b>(62)</b>	<b>4 757</b>
Amortissement	(936)	(209)	(251)	(29)	(1 425)
<b>BAII comparable</b>	<b>2 038</b>	<b>652</b>	<b>733</b>	<b>(91)</b>	<b>3 332</b>

période de neuf mois close le 30 septembre 2015 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	2 472	970	963	(71)	4 334
Coûts de restructuration	—	—	—	20	20
Activités de gestion des risques	—	—	27	—	27
<b>BAIIA comparable</b>	2 472	970	990	(51)	4 381
Amortissement	(845)	(197)	(248)	(23)	(1 313)
<b>BAII comparable</b>	1 627	773	742	(74)	3 068

## Résultats trimestriels

## PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016				2015			2014
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	3 632	2 751	2 503	2 851	2 944	2 631	2 874	2 616
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(135)	365	252	(2 458)	402	429	387	458
Résultat comparable	622	366	494	453	440	397	465	511
Données sur les actions								
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)	(0,17) \$	0,52 \$	0,36 \$	(3,47) \$	0,57 \$	0,60 \$	0,55 \$	0,65 \$
Résultat comparable par action	0,78 \$	0,52 \$	0,70 \$	0,64 \$	0,62 \$	0,56 \$	0,66 \$	0,72 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,48 \$

## 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 le secteur des gazoducs, les produits et le bénéfice net trimestriels des pipelines réglementés au Canada sont en général relativement stables au cours d'un même exercice. Nos gazoducs aux États-Unis sont généralement soumis aux variations saisonnières; ainsi, leurs résultats sont plus élevés durant l'hiver, en raison de la demande accrue. À long terme, cependant, les résultats du secteur des gazoducs au Canada et aux États-Unis fluctuent pour les raisons suivantes :

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

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

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- 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 acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- de la dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs.

## 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 font pas partie de nos activités sous-jacentes.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2016 sont exclus :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, dont une charge de 67 millions de dollars après les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers de l'usine et du matériel du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- 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, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 3 millions de dollars après les impôts se rapportant à la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- 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, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 6 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue pour le début de 2016;
- une charge nette de 60 millions de dollars après les impôts liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont 28 millions de dollars principalement pour les indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Pipelines, LP dans Great Lakes.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2015 est exclue une charge de 6 millions de dollars après les impôts liée aux indemnités de cessation d'emploi dans le cadre d'une restructuration visant à maximiser l'efficacité et l'efficience des activités actuelles de la société.

Du résultat comparable du deuxième trimestre 2015 sont exclus un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015, de même qu'une charge de 8 millions de dollars après les impôts pour des indemnités de cessation d'emploi découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs en raison des délais survenus pour certains projets majeurs et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité de notre exploitation.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2014 est exclu un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.

## 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	
	2016	2015	2016	2015
<b>Produits</b>				
Gazoducs	1 884	1 305	4 511	3 896
Pipelines de liquides	440	507	1 292	1 410
Énergie	1 308	1 132	3 083	3 143
	3 632	2 944	8 886	8 449
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	154	94	355	350
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 177	823	2 646	2 344
Achats de produits de base revendus	783	624	1 628	1 731
Impôts fonciers	136	133	405	390
Amortissement	527	439	1 425	1 313
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	1 085	—	1 296	—
	3 708	2 019	7 400	5 778
<b>Perte sur la vente d'actifs</b>	—	—	(4)	—
<b>Charges financières</b>				
Intérêts débiteurs	522	341	1 456	990
Intérêts créditeurs et autres charges	(122)	(16)	(440)	(83)
	400	325	1 016	907
<b>(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	(322)	694	821	2 114
<b>(Recouvrement) charge d'impôts</b>				
Exigibles	14	30	103	124
Reportés	(280)	193	(25)	556
	(266)	223	78	680
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	(56)	471	743	1 434
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	52	46	184	145
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	(108)	425	559	1 289
Dividendes sur les actions privilégiées	27	23	77	71
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	(135)	402	482	1 218
<b>(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire</b>				
De base et dilué(e)	(0,17) \$	0,57 \$	0,66 \$	1,72 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	0,565 \$	0,52 \$	1,695 \$	1,56 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)</b>				
De base	797	709	734	709
Dilué	798	710	735	710

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## 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	
	2016	2015	2016	2015
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(56)</b>	471	<b>743</b>	1 434
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>				
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	<b>55</b>	356	<b>(152)</b>	688
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	<b>(1)</b>	(153)	<b>(9)</b>	(361)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	<b>5</b>	(29)	<b>21</b>	(50)
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	—	50	<b>40</b>	83
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	<b>4</b>	7	<b>12</b>	24
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>4</b>	3	<b>11</b>	10
Autres éléments du résultat étendu (note 11)	<b>67</b>	234	<b>(77)</b>	394
<b>Résultat étendu</b>	<b>11</b>	705	<b>666</b>	1 828
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>76</b>	171	<b>104</b>	388
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>(65)</b>	534	<b>562</b>	1 440
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>27</b>	23	<b>77</b>	71
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(92)</b>	511	<b>485</b>	1 369

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## 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	
	2016	2015	2016	2015
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
(Perte nette) bénéfice net	(56)	471	743	1 434
Amortissement	527	439	1 425	1 313
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	1 085	—	1 296	—
Impôts reportés	(280)	193	(25)	556
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(154)	(94)	(355)	(350)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	155	117	408	397
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	4	11	(5)	41
Perte sur la vente d'actifs	—	—	4	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(71)	(45)	(195)	(115)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	82	43	(71)	52
Autres	1	5	24	26
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(110)	107	28	(378)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 183	1 247	3 277	2 976
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 444)	(976)	(3 262)	(2 748)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(62)	(130)	(219)	(465)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(286)	(105)	(570)	(303)
Trésorerie soumise à des restrictions	13 113	—	—	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(12 609)	—	(13 608)	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice	30	111	942	221
Montants reportés et autres	38	36	18	240
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 220)	(1 064)	(16 693)	(3 055)
<b>Activités de financement</b>				
Billets à payer remboursés, montant net	(423)	(358)	(100)	(828)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	6	962	12 333	3 323
Remboursements sur la dette à long terme	(53)	(183)	(2 343)	(2 066)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 551	—	1 551	917
Dividendes sur les actions ordinaires	(397)	(369)	(1 159)	(1 078)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(23)	(74)	(69)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(77)	(60)	(201)	(168)
Actions ordinaires/reçus de souscription émis, déduction faite des frais d'émission	(37)	1	4 337	12
Actions ordinaires rachetées	—	—	(14)	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	492	243
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	45	—	151	31
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	587	(30)	14 973	317
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>3</b>	<b>12</b>	<b>(127)</b>	<b>28</b>
<b>Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>553</b>	<b>165</b>	<b>1 430</b>	<b>266</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
Au début de la période	1 727	590	850	489
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
À la fin de la période	2 280	755	2 280	755

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## Bilan consolidé condensé

	30 septembre	31 décembre
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2016	2015
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 280	850
Débiteurs	1 765	1 387
Stocks	424	323
Autres	927	1 358
	<b>5 396</b>	<b>3 918</b>
<b>Immobilisations corporelles</b> , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 23 279 \$ et 22 299 \$	<b>56 203</b>	44 817
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>6 496</b>	6 214
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>1 346</b>	1 184
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>13 638</b>	4 812
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	<b>3 567</b>	3 102
<b>Placements restreints</b>	<b>612</b>	351
	<b>87 258</b>	<b>64 398</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	1 000	1 218
Créditeurs et autres	3 781	3 077
Intérêts courus	549	520
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	790	2 547
	<b>6 120</b>	<b>7 362</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>2 093</b>	1 159
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>1 262</b>	1 260
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>7 345</b>	5 144
<b>Dette à long terme</b>	<b>43 273</b>	28 909
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>3 842</b>	2 409
	<b>63 935</b>	<b>46 243</b>
<b>Parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution</b>	<b>106</b>	—
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	<b>16 480</b>	12 102
Émises et en circulation :		
30 septembre 2016 – 800 millions d'actions		
31 décembre 2015 – 703 millions d'actions		
Actions privilégiées	<b>2 992</b>	2 499
Surplus d'apport	—	7
Bénéfices non répartis	<b>1 992</b>	2 769
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 11)	<b>(936)</b>	(939)
<b>Participations assurant le contrôle</b>	<b>20 528</b>	16 438
Participations sans contrôle	<b>2 689</b>	1 717
	<b>23 217</b>	<b>18 155</b>
	<b>87 258</b>	<b>64 398</b>

**Engagements et garanties** (note 15)

**Entités à détenteurs de droits variables** (note 16)

**Événements postérieurs à la date de clôture** (note 17)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015
<b>Actions ordinaires</b>		
Solde au début de la période	12 102	12 202
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	70	12
Actions rachetées	(6)	—
Actions émises à l'échange de reçus de souscription	4 314	—
Solde à la fin de la période	16 480	12 214
<b>Actions privilégiées</b>		
Solde au début de la période	2 499	2 255
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	493	244
Solde à la fin de la période	2 992	2 499
<b>Surplus d'apport</b>		
Solde au début de la période	7	370
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	3	8
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	17	4
Incidence du rachat d'actions ordinaires	(8)	—
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP	(38)	(213)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	19	—
Solde à la fin de la période	—	169
<b>Bénéfices non répartis</b>		
Solde au début de la période	2 769	5 478
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	559	1 289
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 246)	(1 106)
Dividendes sur les actions privilégiées	(71)	(69)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(19)	—
Solde à la fin de la période	1 992	5 592
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>		
Solde au début de la période	(939)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu	3	151
Solde à la fin de la période	(936)	(1 084)
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>	<b>20 528</b>	<b>19 390</b>
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>		
Solde au début de la période	1 717	1 583
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	1 051	—
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	153	132
Portland	27	13
Columbia Pipeline Partners LP	4	—
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(80)	243
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	151	31
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(28)	(6)
Reclassement dans les parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution	(106)	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(200)	(161)
Solde à la fin de la période	2 689	1 835
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>23 217</b>	<b>21 225</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

### 1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société »), lesquels comprennent désormais Columbia Pipeline Group (« Columbia »), 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 TransCanada pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, 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 le rapport annuel de 2015 de TransCanada.

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 2015 compris dans le rapport annuel de 2015 de TransCanada. 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 le secteur 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 dans le secteur de l'énergie de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et les prix du marché pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

#### **RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT**

Pour dresser les états financiers, TransCanada 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 détermination de la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises et comptabilisés selon la méthode de l'acquisition nécessite également le recours à des estimations et au jugement. 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2015, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

### 2. Modifications comptables

#### **MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2016**

##### **Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats**

En janvier 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR des États-Unis. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

## Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Selon cette mise à jour, les entités doivent réévaluer si elles doivent consolider certaines entités juridiques et éliminer la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification des conclusions de la société en matière de consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent à la note 16 « Entités à détenteurs de droits variables ».

## Comptabilisation des intérêts

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon les modifications de cette mise à jour, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt, auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction du passif relatif à la dette auxquels ils sont rattachés au bilan consolidé de la société.

## Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié des directives visant à simplifier la comptabilisation des ajustements de périodes d'évaluation pour les regroupements d'entreprises. Selon les directives modifiées, un acquéreur doit comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, les directives exigent également que l'acquéreur comptabilise l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

## MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

### Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Ces nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a reporté la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme au 1<sup>er</sup> janvier 2018 et l'adoption anticipée de celle-ci n'est pas permise avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. La société identifie actuellement les contrats existants conclus avec des clients ou les groupes de contrats entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et elle a entrepris une évaluation pour déterminer quels en seront les effets sur les états financiers consolidés.

## Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les modifications de cette mise à jour, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 et s'appliqueront de manière prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

## Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. La société évalue actuellement 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.

## Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. Selon ces nouvelles directives, les preneurs à bail doivent comptabiliser, au bilan, la plupart des contrats de location, y compris les contrats de location-exploitation, en tant qu'actifs et passifs faisant l'objet de contrats de location. Par ailleurs, les preneurs à bail peuvent devoir réévaluer les hypothèses relatives aux contrats de location existants et fournir de plus amples informations qualitatives et quantitatives. La nouvelle norme ne propose pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. Ces directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 et seront appliquées conformément à une approche rétrospective modifiée. La société identifie actuellement les contrats de location existants entrant dans le champ d'application des nouvelles directives qui pourraient avoir des effets sur ses états financiers consolidés par suite de l'adoption de cette nouvelle norme.

## Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées à leurs instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

## Participations à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à cette méthode de comptabilisation. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 et seront appliquées de façon prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

### **Paiements à base d'actions versés aux salariés**

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les forclusions au moment où elles surviendront. Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et la société ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

### **Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers**

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments 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 entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de leur adoption et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

### **Classement de certaines entrées et sorties de trésorerie**

En août 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui clarifient comment les entités doivent classer certaines entrées et sorties de trésorerie. Ces éléments comprennent les coûts de remboursement anticipé ou d'extinction d'une dette, les contreparties conditionnelles versées après un regroupement d'entreprises, le produit du règlement d'une demande d'indemnisation d'assurance, le produit du règlement d'une assurance vie détenue par une société et les distributions reçues d'entités émettrices comptabilisées à la valeur de consolidation. Les nouvelles directives, qui entrent en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, seront mises en application selon une approche rétrospective. Ces directives précisent en outre comment le principe de prédominance doit être appliqué lorsque des entrées et des sorties de trésorerie possèdent les caractéristiques de plus d'une catégorie de flux de trésorerie. La société évalue actuellement l'incidence de leur adoption et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

## 3. Informations sectorielles

trimestres clos les 30 septembre (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits	1 884	1 305	440	507	1 308	1 132	—	—	3 632	2 944
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	66	41	—	—	88	53	—	—	154	94
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(733)	(452)	(160)	(133)	(260)	(215)	(24)	(23)	(1 177)	(823)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(783)	(624)	—	—	(783)	(624)
Impôts fonciers	(103)	(88)	(21)	(22)	(12)	(23)	—	—	(136)	(133)
Amortissement	(361)	(284)	(72)	(68)	(81)	(79)	(13)	(8)	(527)	(439)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	—	(1 085)	—	—	—	(1 085)	—
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	753	522	187	284	(825)	244	(37)	(31)	78	1 019
Intérêts débiteurs									(522)	(341)
Intérêts créditeurs et autres									122	16
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									(322)	694
Recouvrement (charge) d'impôts									266	(223)
(Perte nette) bénéfice net									(56)	471
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(52)	(46)
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									<b>(108)</b>	<b>425</b>
Dividendes sur les actions privilégiées									(27)	(23)
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									<b>(135)</b>	<b>402</b>

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
(non audité – en millions de dollars canadiens)										
Produits	4 511	3 896	1 292	1 410	3 083	3 143	—	—	8 886	8 449
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	157	134	(1)	—	199	216	—	—	355	350
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 496)	(1 294)	(406)	(379)	(618)	(600)	(126)	(71)	(2 646)	(2 344)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 628)	(1 731)	—	—	(1 628)	(1 731)
Impôts fonciers	(280)	(264)	(67)	(61)	(58)	(65)	—	—	(405)	(390)
Amortissement	(936)	(845)	(209)	(197)	(251)	(248)	(29)	(23)	(1 425)	(1 313)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	—	(1 296)	—	—	—	(1 296)	—
Perte sur la vente d'actifs	(4)	—	—	—	—	—	—	—	(4)	—
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	1 952	1 627	609	773	(569)	715	(155)	(94)	1 837	3 021
Intérêts débiteurs									(1 456)	(990)
Intérêts créditeurs et autres									440	83
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									821	2 114
Charge d'impôts									(78)	(680)
Bénéfice net									743	1 434
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(184)	(145)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									<b>559</b>	<b>1 289</b>
Dividendes sur les actions privilégiées									(77)	(71)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									<b>482</b>	<b>1 218</b>

**TOTAL DE L'ACTIF**

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Gazoducs	53 247	31 039
Pipelines de liquides	16 278	16 046
Énergie	13 881	15 614
Siège social	3 852	1 699
	<b>87 258</b>	<b>64 398</b>

**4. Acquisition de Columbia**

Le 1<sup>er</sup> juillet 2016, TransCanada a acquis la totalité de Columbia en contrepartie d'un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie, en fonction d'un prix de 25,50 \$ US par action pour l'ensemble des actions ordinaires en circulation de Columbia, ainsi que d'unités d'actions liées à la performance et d'unités d'actions temporairement incessibles. L'acquisition a été financée par l'affectation du produit d'environ 4,4 milliards de dollars tiré de la vente des reçus de souscription, par des prélèvements sur les facilités de crédit-relais confirmées totalisant 6,9 milliards de dollars US et par des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1<sup>er</sup> avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne. À la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Il y a lieu de se reporter à la note 7 intitulée « Dette à long terme » ainsi qu'à la note 10 intitulée « Capitaux propres et capital-actions » pour un complément d'information sur les facilités de crédit-relais et les reçus de souscription, respectivement.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Columbia exploite un portefeuille de gazoducs réglementés s'étendant sur environ 24 000 km, des installations de stockage de gaz naturel de 300 Gpi<sup>3</sup> ainsi que des actifs intermédiaires connexes dans diverses régions des États-Unis. TransCanada a acquis Columbia dans le but d'élargir le marché du gaz naturel de la société aux États-Unis, positionnant ainsi la société afin de saisir d'autres occasions de croissance à long terme.

L'écart d'acquisition de 10,1 milliards de dollars (7,7 milliards de dollars US) découlant de cette acquisition est attribuable principalement aux possibilités d'étendre les activités du secteur des gazoducs de la société sur le marché américain et de renforcer sa position concurrentielle dans le secteur du gaz naturel en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition aux termes de laquelle les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge sont comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. Le calcul du prix d'achat correspond aux estimations faites par la direction relativement à la juste valeur des actifs et passifs de Columbia au 1<sup>er</sup> juillet 2016.

(non audité – en millions de dollars )	1 <sup>er</sup> juillet 2016	
	US	CA
<b>Contrepartie du prix d'achat</b>	<b>10 294</b>	<b>13 392</b>
<b>Juste valeur attribuée aux actifs nets</b>		
Actifs à court terme	658	856
Immobilisations corporelles	7 556	9 830
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	441	574
Actifs réglementaires	190	248
Actifs incorporels et autres actifs	135	175
Passifs à court terme	(597)	(777)
Passifs réglementaires	(294)	(383)
Autres passifs à long terme	(144)	(187)
Passifs d'impôts reportés	(1 611)	(2 095)
Dette à long terme	(2 981)	(3 878)
Participations sans contrôle	(808)	(1 051)
<b>Juste valeur des actifs nets acquis</b>	<b>2 545</b>	<b>3 312</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>7 749</b>	<b>10 080</b>

La juste valeur des actifs à court terme, y compris la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et les stocks et autres, et la juste valeur des passifs à court terme, incluant les billets à payer et les intérêts courus, se rapprochent de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces éléments. Certains éléments du fonds de roulement liés aux acquisitions ont donné lieu à un ajustement des créditeurs et autres.

Les gazoducs de Columbia sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, leurs bases tarifaires devraient être recouvrées selon un taux de rendement raisonnable sur la durée des actifs. La juste valeur de ces actifs et des actifs et passifs réglementaires connexes devrait correspondre à leur valeur comptable. La juste valeur des droits miniers compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été évaluée à l'aide de la méthode des flux de trésorerie actualisés, ce qui a donné lieu à une hausse de 241 millions de dollars (185 millions de dollars US) de la juste valeur. La société recourt à une évaluation indépendante pour calculer la juste valeur. La juste valeur du carburant de base compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été calculée en appliquant des cours du marché multipliés par le volume de carburant en place, contribuant ainsi à une augmentation de 836 millions de dollars (642 millions de dollars US) de la juste valeur.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

La juste valeur de la dette à long terme de Columbia a été évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour des instruments d'emprunt semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur a donc augmenté de 300 millions de dollars (231 millions de dollars US).

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur de la dette de Columbia prise en charge par TransCanada.

(non audité – en millions de dollars )	Date d'échéance	Type	Juste valeur	Taux d'intérêt
<b>COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.</b>				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	506 \$ US	2,45%
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis (750 \$ US)	779 \$ US	3,30%
	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis (1 000 \$ US)	1 092 \$ US	4,50%
	Juin 2045	Billets de premier rang non garantis (500 \$ US)	604 \$ US	5,80%
			<b>2 981 \$ US</b>	

La juste valeur du régime de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de Columbia s'appuie sur un rapport d'évaluation actuarielle à la date d'acquisition. La juste valeur représentant la situation de capitalisation des régimes à la date d'acquisition s'est traduite par une hausse de 15 millions de dollars (12 millions de dollars US) et de 5 millions de dollars (4 millions de dollars US) des actifs réglementaires et des autres passifs à long terme, respectivement, et par une baisse de 14 millions de dollars (11 millions de dollars US) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars US) des actifs incorporels et autres actifs et des passifs réglementaires, respectivement.

Les écarts temporaires créés par suite des variations de la juste valeur susmentionnées ont donné lieu à des actifs et à des passifs d'impôts reportés qui ont été comptabilisés au taux d'imposition effectif de 39 % aux États-Unis pour la société.

La juste valeur de la participation sans contrôle de Columbia est calculée en fonction d'environ 53,8 millions de parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP en circulation et destinées au grand public en date du 30 juin 2016 et qui ont été évaluées au cours de clôture de 15,00 \$ US par part ordinaire au 30 juin 2016.

La charge liée à l'acquisition s'est chiffrée à environ 36 millions de dollars et elle est incluse dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

La société a commencé à consolider les résultats de Columbia une fois l'acquisition réalisée. Les principales conventions comptables de Columbia cadrent avec celles de TransCanada et s'appliquent toujours. Columbia a contribué aux produits et au bénéfice net respectivement pour des montants de 427 millions de dollars (327 millions de dollars US) et de 55 millions de dollars (42 millions de dollars US) depuis la date d'acquisition jusqu'au 30 septembre 2016.

L'information financière supplémentaire consolidée pro forma non auditée de la société qui suit pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2016 et 2015 intègre les résultats d'exploitation de Columbia comme si l'acquisition avait été réalisée le 1<sup>er</sup> janvier 2015.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

(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	
	2016	2015	2016	2015
<b>Produits</b>	<b>3 632</b>	3 364	<b>9 783</b>	9 680
<b>(Perte nette) bénéfice net</b>	<b>(56)</b>	495	<b>873</b>	1 593
<b>(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>(135)</b>	411	<b>580</b>	1 342
<b>(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>(0,17) \$</b>	0,51 \$	<b>0,70 \$</b>	1,67 \$

## 5. Dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs

### Dépréciation de l'écart d'acquisition

TransCanada soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation chaque année, ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il pourrait s'être déprécié. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, au 30 septembre 2016. La juste valeur de Ravenswood a été déterminée au moyen de plusieurs méthodes combinées, dont l'approche par les flux de trésorerie actualisés, et d'une estimation de la contrepartie qui serait tirée d'une vente éventuelle. Les immobilisations corporelles ont également été soumises à un test de dépréciation. Par conséquent, au 30 septembre 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition à l'égard du montant intégral de l'écart d'acquisition de 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts) afférent aux installations de Ravenswood dans le secteur de l'énergie et elle a également déterminé que les immobilisations corporelles n'avaient fait l'objet d'aucune dépréciation.

### Conventions d'achat d'électricité

Le 7 mars 2016, TransCanada a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier ses CAE de Sheerness et de Sundance A. Conformément aux dispositions des CAE, un acheteur a le droit de résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des récentes modifications apportées au règlement intitulé Specified Gas Emitters de l'Alberta, la société prévoit que les coûts afférents aux émissions de carbone continueront d'augmenter au cours de la durée restante des CAE, ce qui aura pour effet d'accroître la non rentabilité de ces contrats. Ainsi, au 31 mars 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 211 millions de dollars (155 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable des CAE.

Le 7 mars 2016, TransCanada a également émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier sa CAE de Sundance B. Cette CAE est détenue par le truchement d'ASTC Power Partnership dans laquelle la société détient une participation de 50 %. Par conséquent, en date du 31 mars 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 29 millions de dollars (21 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. Cette charge de dépréciation est comprise dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

## 6. Impôts sur le bénéfice

Au 30 septembre 2016, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 20 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2015). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, les charges d'impôts comprennent des montants de néant au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 30 septembre 2015). Au 30 septembre 2016, la société avait constaté 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2015).

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015 étaient de 10 % et de 32 % respectivement. Le taux d'imposition effectif moindre en 2016 découle principalement d'une diminution des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada, des variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadiens et étrangers et des charges de dépréciation de l'écart d'acquisition.

## 7. Dette à long terme

### ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la société a émis des titres d'emprunt à long terme comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition <sup>1</sup>	Juin 2018	5 213 \$ US	Variable
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juillet 2023	300 \$	3,690 % <sup>2</sup>
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juin 2046	700 \$	4,350 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 \$ US	3,125 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 \$ US	4,875 %
<b>ANR PIPELINE COMPANY</b>					
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	Juin 2026	240 \$ US	4,140 %
<b>TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.</b>					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition <sup>1</sup>	Juin 2018	1 700 \$ US	Variable
<b>TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY</b>					
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	9,5 \$ US	Variable

<sup>1</sup> Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis et le produit du placement d'actions ordinaires réalisé en novembre 2016 seront affectés au remboursement partiel de ces facilités.

<sup>2</sup> Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme. De nouveaux billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

### REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>				
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 \$ US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 \$ US	0,75 %
<b>NOVA GAS TRANSMISSION LTD.</b>				
	Février 2016	Débetures	225 \$	12,2 %

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, TransCanada a capitalisé des intérêts de 46 millions de dollars et de 133 millions de dollars respectivement (82 millions de dollars et 223 millions de dollars respectivement en 2015) relativement à des projets d'investissement.

## 8. Billets subordonnés de rang inférieur

### ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>	Août 2016	Billets subordonnés de rang inférieur non garantis <sup>1</sup>	Août 2076	1 200 \$ US	6,125 % <sup>2</sup>

<sup>1</sup> En ce qui a trait au droit de paiement, les billets subordonnés de rang inférieur non garantis sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs ou aux autres obligations de TCPL. Ils sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 août 2026, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

<sup>2</sup> Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust et ils portent intérêt au taux de 6,125 % par année. Ce taux sera rajusté au TIOL à trois mois majoré de 4,89 % par année à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046, et au TIOL à trois mois majoré de 5,64 % par année à compter d'août 2046 jusqu'en août 2076.

Le 16 août 2016, TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale de financement entièrement détenue par TCPL, a émis pour 1,2 milliard de dollars US de billets de fiducie de série 2016-A (les « billets de fiducie ») à des tiers investisseurs. Ces billets portent intérêt à un taux fixe de 5,875 % 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 au moyen de la souscription de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. 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 consolidés dans les états financiers de TransCanada car TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et les seuls actifs importants de la fiducie sont les montants à recevoir de TCPL.

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 de billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et TCPL de déclarer ou de payer des dividendes sur leurs actions privilégiées en circulation ou de racheter ces actions (ou, en l'absence d'actions privilégiées en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que TCPL ait racheté la totalité des actions privilégiées dans un cas de report. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement contre des actions privilégiées de TCPL lorsqu'il se produit certains cas de faillite et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

## 9. Parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC PipeLines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme au cours du marché de TC PipeLines, LP pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC PipeLines, LP. Aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer jusqu'à maintenant et ce droit expire un an après la date d'achat de la part.

Au 30 septembre 2016, un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) relatif aux parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution est inscrit au bilan consolidé condensé. La société a classé ces

1,6 million de parts ordinaires hors des capitaux propres étant donné que les droits de résolution potentiels s'y rattachant ne sont pas de son ressort.

## 10. Capitaux propres et capital-actions

### ACTIONS ORDINAIRES

En janvier 2016, la société a racheté et annulé 305 407 de ses actions ordinaires au prix moyen de 44,90 \$ pour une contrepartie totale de 14 millions de dollars (coût moyen pondéré de 6 millions de dollars). L'écart de 8 millions de dollars entre le prix total payé et le coût moyen pondéré a été imputé au surplus d'apport.

Le 1<sup>er</sup> avril 2016, la société a émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit total d'environ 4,4 milliards de dollars. Les porteurs de reçus de souscription ont reçu une action ordinaire en échange de chaque reçu de souscription à la clôture de l'acquisition de Columbia. Le 29 avril 2016, les porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016 ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, un paiement d'équivalent de dividendes correspondant aux dividendes déclarés relativement à chaque action ordinaire. Un deuxième paiement d'équivalent de dividendes a été effectué le 29 juillet 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, des paiements d'équivalent de dividendes de l'ordre de 109 millions de dollars ont été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs.

### RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») de la société, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada. À compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2016, des actions ordinaires seront émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %.

### ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le 1<sup>er</sup> février 2016, les porteurs de 1,3 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,54 %. Ce taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 5 restantes a été ajusté pour une période de cinq ans à 2,263 % par an. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans.

Le 20 avril 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 20 millions d'actions privilégiées de premier rang à dividendes cumulatifs rachetables de série 13 au prix de 25 \$ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 500 millions de dollars. Les actionnaires privilégiés de série 13 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 13 en actions privilégiées de premier rang à dividendes cumulatifs rachetables de série 14 le 31 mai 2021 ainsi qu'au dernier jour ouvrable du mois de mai à tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 14 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 4,69 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 13 a été établi pour une période de cinq ans à 5,5 % par an. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans à un taux égal à la somme du taux en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 4,69 % mais qui ne sera pas inférieur à 5,5 % par an.

## ÉMISSION ET CONVERSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le tableau qui suit présente un sommaire de l' incidence de l' émission et de la conversion d' actions privilégiées en 2016 ainsi qu' il est commenté ci-dessus :

(non audité)	Nombre d' actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action <sup>1</sup>	Prix de rachat par action <sup>2</sup>	Date de rachat et d' option de conversion <sup>2,3</sup>	Droit de convertir en <sup>3</sup>
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>						
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6
Série 6	1 286	Taux variable <sup>4</sup>	Taux variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5
Série 13	20 000	5,5 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14

<sup>1</sup> Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif précitées ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif lorsqu' un tel dividende est déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 6. Les porteurs d' actions privilégiées de série 6 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu' un tel dividende est déclaré par le conseil.

<sup>2</sup> TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d' option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. Par ailleurs, TransCanada peut racheter les actions privilégiées de série 6 en tout temps autre qu' à la date d' option de rachat désignée au prix de 25,50 \$ par action, plus tous les dividendes courus et impayés à cette date de rachat.

<sup>3</sup> Le porteur aura le droit, sous réserve de certaines conditions, de convertir ses actions privilégiées de premier rang d' une série donnée en actions privilégiées de premier rang d' une autre série précisée à la date de l' option de conversion et à la même date tous les cinq ans par la suite.

<sup>4</sup> À compter du 30 septembre 2016, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 6 est de 2,073 % et il sera ajusté chaque trimestre.

## 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 :

<b>trimestre clos le 30 septembre 2016</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	55	—	55
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(2)	1	(1)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	6	(1)	5
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	1	(1)	—
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	(2)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	(1)	4
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>71</b>	<b>(4)</b>	<b>67</b>

<b>trimestre clos le 30 septembre 2015</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	350	6	356
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(207)	54	(153)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(49)	20	(29)
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	80	(30)	50
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	10	(3)	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>188</b>	<b>46</b>	<b>234</b>

<b>période de neuf mois close le 30 septembre 2016</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(150)	(2)	(152)
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	33	(12)	21
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	65	(25)	40
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	17	(5)	12
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	14	(3)	11
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(33)</b>	<b>(44)</b>	<b>(77)</b>

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

<b>période de neuf mois close le 30 septembre 2015</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	675	13	688
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(490)	129	(361)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(78)	28	(50)
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	136	(53)	83
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	30	(6)	24
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	13	(3)	10
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>286</b>	<b>108</b>	<b>394</b>

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

<b>trimestre clos le 30 septembre 2016</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> juillet 2016	(497)	(38)	(190)	(254)	(979)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	33	2	—	—	35
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	4	4	8
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	33	2	4	4	43
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2016</b>	<b>(464)</b>	<b>(36)</b>	<b>(186)</b>	<b>(250)</b>	<b>(936)</b>

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

<sup>2</sup> 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 21 millions de dollars et de 3 millions de dollars, respectivement, au titre des participations sans contrôle.

<b>période de neuf mois close le 30 septembre 2016</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> janvier 2016	(383)	(97)	(198)	(261)	(939)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	(81)	21	—	—	(60)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	40	12	11	63
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net <sup>3</sup>	(81)	61	12	11	3
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2016</b>	<b>(464)</b>	<b>(36)</b>	<b>(186)</b>	<b>(250)</b>	<b>(936)</b>

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

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

- <sup>2</sup> Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite de pertes de 80 millions de dollars au titre des participations sans contrôle.
- <sup>3</sup> Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 23 millions de dollars (14 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 2016. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2016	2015	2016	2015	
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>					
Produits de base	<b>7</b>	(76)	<b>(54)</b>	(124)	Produits (Énergie)
Change	<b>(5)</b>	—	—	—	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts	<b>(3)</b>	(4)	<b>(11)</b>	(12)	Intérêts débiteurs
	<b>(1)</b>	(80)	<b>(65)</b>	(136)	Total avant les impôts
	<b>1</b>	30	<b>25</b>	53	Charge d'impôts
	—	(50)	<b>(40)</b>	(83)	Déduction faite des impôts
<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>					
Amortissement de la perte actuarielle	<b>(6)</b>	(10)	<b>(17)</b>	(30)	<sup>2</sup>
	<b>2</b>	3	<b>5</b>	6	Charge d'impôts
	<b>(4)</b>	(7)	<b>(12)</b>	(24)	Déduction faite des impôts
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>					
Bénéfice tiré des participations	<b>(5)</b>	(4)	<b>(14)</b>	(13)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	<b>1</b>	1	<b>3</b>	3	Charge d'impôts
	<b>(4)</b>	(3)	<b>(11)</b>	(10)	Déduction faite des impôts

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

<sup>2</sup> Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 12 pour un complément d'information.

## 12. Avantages postérieurs au départ à la retraite

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite à prestations déterminées 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	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Coût des services rendus	28	27	1	1	79	81	2	2
Coût financier	34	29	4	2	93	86	9	7
Rendement prévu des actifs des régimes	(48)	(39)	(5)	(1)	(127)	(116)	(6)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	5	9	1	1	15	26	2	3
Amortissement du coût des services passés	—	—	—	—	—	1	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	8	6	—	—	17	18	—	—
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	1	—	—	1	2
<b>Coût net des prestations constaté</b>	<b>27</b>	<b>32</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>77</b>	<b>96</b>	<b>8</b>	<b>12</b>

## 13. Gestion des risques et instruments financiers

### APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

TransCanada 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 et les flux de trésorerie.

### RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 30 septembre 2016, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada 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 comptabilisés à la juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. La société passe régulièrement en revue ses débiteurs et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 septembre 2016, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, et il n'y a eu aucune créance irrécouvrable importante au cours de la période.

La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était un montant à recevoir de 191 millions de dollars (146 millions de dollars US) au 30 septembre 2016 [248 millions de dollars au 31 décembre 2015 (179 millions de dollars US)]. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

## INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

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

### Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Montant nominal	30 200 (23 000 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	33 700 (25 700 US)	23 800 (17 200 US)

### Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2016		31 décembre 2015	
	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital
<b>Actif (passif)</b>				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2016 à 2019) <sup>2</sup>	(433)	2 400 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2016 à 2017)	(16)	200 US	50	1 800 US
	<b>(449)</b>	<b>2 600 US</b>	<b>(680)</b>	<b>4 950 US</b>

<sup>1</sup> Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

<sup>2</sup> Les gains réalisés nets de 1 million de dollars et de 5 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 (gains de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars respectivement en 2015) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises sont inclus dans les intérêts débiteurs.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

### Instruments financiers non dérivés

#### Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur est évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données.

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, et ils seraient également classés 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.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

**Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés**

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable 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 2016		31 décembre 2015	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir <sup>1</sup>	158	209	214	265
Dette à court terme et à long terme <sup>2,3</sup>	(44 063)	(46 378)	(31 456)	(34 309)
Billets subordonnés de rang inférieur	(3 842)	(3 708)	(2 409)	(2 011)
	<b>(47 747)</b>	<b>(49 877)</b>	(33 651)	(36 055)

<sup>1</sup> Les billets à recevoir sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé.

<sup>2</sup> La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 800 millions de dollars US (850 millions de dollars US au 31 décembre 2015) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

<sup>3</sup> Le bénéfice net consolidé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 comprend des gains non réalisés de 7 millions de dollars et des pertes non réalisées de 6 millions de dollars (pertes de 9 millions de dollars et de 9 millions de dollars respectivement en 2015) 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 800 millions de dollars US au 30 septembre 2016 (850 millions de dollars US au 31 décembre 2015). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

**Sommaire des actifs disponibles à la vente**

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2016		31 décembre 2015	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>2</sup>
Justes valeurs <sup>1</sup>				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 5 ans)	—	137	—	90
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	11	—	—	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	480	—	261	—
	<b>491</b>	<b>137</b>	261	90

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2016		30 septembre 2015	
	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s				
du trimestre clos	3	—	1	—
de la période de neuf mois close	25	1	(2)	—
Gains nets réalisés				
du trimestre clos	—	—	—	—
de la période de neuf mois close	1	—	—	—

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Les gains et les pertes non réalisés sur les autres placements restreints sont portés dans les autres éléments du résultat étendu.

## 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.

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.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

**Présentation au bilan des instruments dérivés**

Au 30 septembre 2016, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

<b>au 30 septembre 2016</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Couvertures de la juste valeur</b>	<b>Couvertures de l'investissement net</b>	<b>Détenus à des fins de transaction</b>	<b>Juste valeur totale des instruments dérivés<sup>1</sup></b>
<b>Autres actifs à court terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	15	—	—	298	313
Change	—	—	5	10	15
Taux d'intérêt	—	3	—	1	4
	15	3	5	309	332
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	5	—	—	165	170
Change	—	—	6	—	6
Taux d'intérêt	—	4	—	1	5
	5	4	6	166	181
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>20</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>475</b>	<b>513</b>
<b>Créditeurs et autres</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(32)	—	—	(336)	(368)
Change	—	—	(231)	(15)	(246)
Taux d'intérêt	(2)	—	—	—	(2)
	(34)	—	(231)	(351)	(616)
<b>Autres passifs à long terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	(198)	(198)
Change	—	—	(229)	—	(229)
Taux d'intérêt	(1)	—	—	—	(1)
	(1)	—	(229)	(198)	(428)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(35)</b>	<b>—</b>	<b>(460)</b>	<b>(549)</b>	<b>(1 044)</b>

<sup>1</sup> La juste valeur est égale à la valeur comptable.

<sup>2</sup> Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Au 31 décembre 2015, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

<b>au 31 décembre 2015</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Couvertures de la juste valeur</b>	<b>Couvertures de l'investissement net</b>	<b>Détenus à des fins de transaction</b>	<b>Juste valeur totale des instruments dérivés<sup>1</sup></b>
<b>Autres actifs à court terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	46	—	—	326	372
Change	—	—	65	2	67
Taux d'intérêt	—	1	—	2	3
	46	1	65	330	442
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	11	—	—	126	137
Change	—	—	29	—	29
Taux d'intérêt	—	2	—	—	2
	11	2	29	126	168
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>57</b>	<b>3</b>	<b>94</b>	<b>456</b>	<b>610</b>
<b>Créditeurs et autres</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(112)	—	—	(443)	(555)
Change	—	—	(313)	(54)	(367)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	(2)	(4)
	(113)	(1)	(313)	(499)	(926)
<b>Autres passifs à long terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(31)	—	—	(131)	(162)
Change	—	—	(461)	—	(461)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(32)	(1)	(461)	(131)	(625)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(145)</b>	<b>(2)</b>	<b>(774)</b>	<b>(630)</b>	<b>(1 551)</b>

<sup>1</sup> La juste valeur est égale à la valeur comptable.

<sup>2</sup> 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.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

**Sommaire des montants nominaux et des échéances**

Les tableaux ci-après présentent les échéances et le capital ou volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers :

au 30 septembre 2016	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats <sup>1</sup>	87 257	187	6	—	—
Ventes <sup>1</sup>	62 109	145	6	—	—
Millions de dollars	—	—	—	2 098 US	1 500 US
Dates d'échéance	2016-2020	2016-2020	2016	2016-2017	2016-2019

<sup>1</sup> Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi<sup>3</sup> et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2015	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Achats <sup>1</sup>	70 331	133	—	—
Ventes <sup>1</sup>	54 382	70	—	—
Millions de dollars	—	—	1 476 US	1 100 US
Dates d'échéance	2016-2020	2016-2020	2016	2016-2019

<sup>1</sup> Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi<sup>3</sup> respectivement.

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base <sup>2</sup>	(97)	(27)	23	(30)
Change	—	(26)	47	(25)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(23)	(52)	(165)	(84)
Change	(5)	(34)	52	(87)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(15)	(35)	(155)	(132)
Change	5	—	(101)	—
Taux d'intérêt	1	2	4	6

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Par suite de l'annonce par la société, le 17 mars 2016, de son intention de vendre ses actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, une perte de 49 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars (néant en 2015) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées ont été inscrits dans le bénéfice net au cours du trimestre clos le 31 mars 2016 lorsqu'il était probable que l'opération couverte sous-jacente ne se produirait pas en raison d'une vente future.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 11) liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) <sup>1</sup>				
Produits de base	7	(48)	33	(77)
Change	(5)	—	—	—
Taux d'intérêt	4	(1)	—	(1)
	6	(49)	33	(78)
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) <sup>1</sup>				
Produits de base <sup>2</sup>	(7)	76	54	124
Change <sup>3</sup>	5	—	—	—
Taux d'intérêt <sup>4</sup>	3	4	11	12
	1	80	65	136
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Produits de base <sup>2</sup>	14	10	(1)	3
	14	10	(1)	3

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

<sup>3</sup> Montant constaté dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

<sup>4</sup> Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

**Compensation des instruments dérivés**

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada 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 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 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation <sup>1</sup>	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	483	(382)	101
Change	21	(21)	—
Taux d'intérêt	9	(1)	8
Total	513	(404)	109
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(566)	382	(184)
Change	(475)	21	(454)
Taux d'intérêt	(3)	1	(2)
Total	(1 044)	404	(640)

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

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2015 :

<b>au 31 décembre 2015</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan</b>	<b>Montants disponibles à des fins de compensation<sup>1</sup></b>	<b>Montants nets</b>
<b>Instruments dérivés – actifs</b>			
Produits de base	509	(418)	91
Change	96	(93)	3
Taux d'intérêt	5	(1)	4
<b>Total</b>	<b>610</b>	<b>(512)</b>	<b>98</b>
<b>Instruments dérivés – passifs</b>			
Produits de base	(717)	418	(299)
Change	(828)	93	(735)
Taux d'intérêt	(6)	1	(5)
<b>Total</b>	<b>(1 551)</b>	<b>512</b>	<b>(1 039)</b>

<sup>1</sup> 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 2016, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 228 millions de dollars (482 millions de dollars au 31 décembre 2015) et des lettres de crédit de 11 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2015). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant au 31 décembre 2015) et des lettres de crédit de 3 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2015) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 30 septembre 2016.

#### **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.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2016, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 24 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2015) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2016, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 24 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015). 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.
Niveau 2	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>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 et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.</p> <p>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.</p> <p>En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. 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. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes.</p> <p>Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.</p>

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 pour 2016, est classée comme suit :

au 30 septembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) <sup>1</sup>	Autres données importantes observables (niveau 2) <sup>1</sup>	Données importantes non observables (niveau 3) <sup>1</sup>	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	66	394	23	483
Change	—	21	—	21
Taux d'intérêt	—	9	—	9
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	(71)	(484)	(11)	(566)
Change	—	(475)	—	(475)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	(3)
	(5)	(538)	12	(531)

<sup>1</sup> Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

La juste valeur des actifs et des passifs de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2015, est classée comme suit :

<b>au 31 décembre 2015</b> (non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)<sup>1</sup></b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	34	462	13	509
Change	—	96	—	96
Taux d'intérêt	—	5	—	5
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	(102)	(611)	(4)	(717)
Change	—	(828)	—	(828)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	(68)	(882)	9	(941)

<sup>1</sup> Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

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, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Solde au début de la période	12	11	9	4
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	2	(2)	13	3
Transferts depuis le niveau 3	(3)	—	(6)	3
Règlements	1	—	(1)	—
Ventes	—	(1)	(2)	(1)
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	—	1	(1)	—
Solde à la fin de la période <sup>1</sup>	12	9	12	9

<sup>1</sup> Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, les produits comprennent des gains non réalisés de 1 million de dollars et de 3 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 septembre 2016 (pertes de 2 millions de dollars et gains de 6 millions de dollars respectivement en 2015).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à une augmentation ou à une diminution de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 septembre 2016.

## 14. Autres acquisitions et cessions

### Pipelines de gaz naturel

#### Portland Natural Gas Transmission System

Le 1<sup>er</sup> janvier 2016, TransCanada a réalisé la vente d'une participation de 49,9 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 223 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 188 millions de dollars US et la prise en charge du montant proportionnel de dette de PNGTS, à savoir 35 millions de dollars US.

**Iroquois Gas Transmission System LP**

Le 31 mars 2016, TransCanada a acquis une participation de 4,87 % dans Iroquois à un prix d'achat global de 53,8 millions de dollars US, portant ainsi la participation de TransCanada à 49,35 %. Le 1<sup>er</sup> mai 2016, la société a acquis une participation additionnelle de 0,65 % à un prix d'achat global de 7,2 millions de dollars US, ce qui a augmenté encore la participation de TransCanada dans Iroquois pour la porter à 50 %.

**TC Offshore LLC**

Le 31 mars 2016, TransCanada a réalisé la vente de TC Offshore LLC à un tiers, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts, à la cession qui a été incluse dans la perte sur la vente d'actifs à l'état consolidé condensé des résultats.

**Énergie****Ironwood**

Le 1<sup>er</sup> février 2016, TransCanada a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, pour une contrepartie de 653 millions de dollars US en trésorerie, compte tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition. La centrale Ironwood approvisionne le secteur de l'énergie sur le marché énergétique de PJM. L'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge n'a pas donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition. La société a commencé à consolider les résultats d'Ironwood à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net consolidés de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma sur les produits et le bénéfice net consolidés de la société pour chacune des périodes présentées n'est pas significative.

**15. Engagements et garanties**

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. 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.

**ENGAGEMENTS**

Au 31 décembre 2015, les engagements de TransCanada comprenaient des paiements fixes, déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location pour ce qui est des CAE en Alberta. Suivant les avis donnés le 7 mars 2016 concernant la résiliation des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, les obligations futures de la société ont diminué depuis le 31 décembre 2015 de l'ordre de 195 millions de dollars en 2016, de 200 millions de dollars en 2017, de 141 millions de dollars en 2018, de 138 millions de dollars en 2019 et de 115 millions de dollars en 2020. Nos engagements pour 2021 et par la suite ont augmenté d'environ 0,5 milliard de dollars en raison de la prorogation des contrats de location des bureaux au deuxième trimestre de 2016. L'acquisition de Columbia réalisée le 1<sup>er</sup> juillet 2016 s'est traduite par une augmentation de nos obligations totalisant 349 millions de dollars au titre des contrats de transport et des contrats de location des bureaux.

**GARANTIES**

TransCanada 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. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

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, dont les conventions d'achat, et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Échéance	au 30 septembre 2016		au 31 décembre 2015	
		Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018 <sup>2</sup>	88	1	88	2
Sur de Texas – Tuxpan	Diverses jusqu'en 2040	693	46	—	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	135	31	139	24
		<b>916</b>	<b>78</b>	227	26

<sup>1</sup> Quote-part de TransCanada à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

<sup>2</sup> Exception faite d'une garantie qui n'a aucune date d'échéance.

## 16. Entités à détenteurs de droits variables

Par suite de la mise en œuvre des nouvelles directives du FASB portant sur la consolidation, un certain nombre d'entités que contrôle TransCanada sont désormais considérées comme des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »). 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 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 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.

## RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

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. Le tableau suivant présente les actifs et passifs des EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	97	54
Débiteurs	55	55
Stocks	23	25
Autres	6	6
	<b>181</b>	140
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>3 624</b>	3 704
<b>Participations à la valeur de consolidation</b>	<b>592</b>	664
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>513</b>	541
	<b>4 910</b>	5 049
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs et autres	60	74
Intérêts courus	22	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	75	45
	<b>157</b>	140
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>33</b>	33
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>5</b>	4
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>7</b>	—
<b>Dette à long terme</b>	<b>2 858</b>	2 998
	<b>3 060</b>	3 175

**EDDV non consolidées**

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales dans lesquelles la société n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
<b>Bilan</b>		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 043	5 410
<b>Hors bilan</b>		
Risque éventuel découlant des garanties	222	227
<b>Risque maximal de perte</b>	<b>5 265</b>	5 637

## 17. Événements postérieurs à la date de clôture

### Actifs destinés à la vente

Le plan de monétisation adopté par la société relativement aux activités énergétiques du nord-est des États-Unis visait le financement permanent de l'acquisition de Columbia et englobait la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind, Ocean State Power et TC Hydro ainsi que celle des activités de commercialisation de TransCanada Power Marketing (« TCPM »). Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, après la date du bilan, la société a conclu des ententes visant la vente de la totalité de ces actifs, sauf pour ce qui est de l'entreprise de commercialisation, dont la valeur devrait être réalisée plus tard.

La vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power à un tiers devrait se réaliser au premier semestre de 2017. De ce fait, les actifs et passifs connexes seront classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016 et seront comptabilisés à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Cela devrait se traduire par une perte sur les actifs destinés à la vente d'environ 899 millions de dollars au quatrième trimestre de 2016, ou de 863 millions de dollars après les impôts, ce qui comprend le reclassement de gains de change estimatifs de 61 millions de dollars du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net.

La vente de TCHydro à un tiers devrait également se conclure au premier semestre de 2017, pour un gain estimatif de 719 millions de dollars, ou de 443 millions de dollars après les impôts, ce qui comprend le reclassement de gains de change estimatifs de 4 millions de dollars du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net. Ce gain sera comptabilisé à la clôture de la transaction de vente. À compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, les actifs et passifs connexes seront aussi classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie.

En date du 1<sup>er</sup> novembre 2016, TCPM ne répond pas aux critères pour être classée comme étant destinée à la vente.

Le tableau suivant présente les actifs et passifs afférents aux activités énergétiques du nord-est des États-Unis au 30 septembre 2016 qui seront classés comme destinés à la vente à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016. La perte prévue sur les actifs destinés à la vente d'environ 899 millions de dollars (686 millions de dollars US) n'est pas prise en compte dans le tableau ci-dessous.

(non audité – en millions de dollars )	US	CA <sup>1</sup>
<b>Actifs destinés à la vente</b>		
Débiteurs	20	26
Stocks	57	75
Autres actifs à court terme	107	140
Immobilisations corporelles	2 862	3 754
Actifs incorporels et autres actifs	324	425
<b>Total des actifs destinés à la vente</b>	<b>3 370</b>	<b>4 420</b>
<b>Passifs afférents aux actifs destinés à la vente</b>		
Créditeurs et autres	27	35
Autres passifs à long terme	31	41
<b>Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente</b>	<b>58</b>	<b>76</b>

<sup>1</sup> Taux de change de 1,31 \$ au 30 septembre 2016.

**Columbia Pipeline Partners LP**

Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, TransCanada a annoncé la conclusion d'une entente de fusion aux termes de laquelle notre filiale en propriété exclusive, Columbia, a convenu d'acquérir, contre un montant en trésorerie, toutes les parts ordinaires en circulation de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») détenues dans le public à un prix de 17,00 \$ US par part ordinaire, pour une transaction d'une valeur totale d'environ 915 millions de dollars US. L'acquisition devrait se concrétiser au premier trimestre de 2017 sous réserve de l'obtention de l'approbation des porteurs de parts de CPPL et des conditions de clôture habituelles. Au 30 septembre 2016, les parts ordinaires ont été prises en compte dans les participations sans contrôle dans les présents états financiers consolidés condensés. Par conséquent, la société n'a inscrit aucun gain ni aucune perte à la clôture de cette transaction.

**Placement d'actions ordinaires**

Le 1<sup>er</sup> novembre 2016, concurremment à la publication des présents résultats financiers, la société a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec un groupe de preneurs fermes afin d'effectuer un placement d'actions ordinaires. La clôture du placement devrait avoir lieu le 16 novembre 2016.