

Rapport trimestriel aux actionnaires

TransCanada présente ses résultats financiers du premier trimestre de 2017 Solides résultats après un exercice 2016 marqué par la transformation

CALGARY (Alberta) – **Le 5 mai 2017** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd’hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 643 millions de dollars (0,74 \$ par action) pour le premier trimestre de 2017, comparativement à un bénéfice net de 252 millions de dollars (0,36 \$ par action) pour la même période en 2016. Le résultat comparable du premier trimestre de 2017 a atteint 698 millions de dollars (0,81 \$ par action), comparativement à 494 millions de dollars (0,70 \$ par action) pour la même période en 2016. Le conseil d’administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2017, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,50 \$ par action ordinaire.

« Nous avons dégagé des résultats financiers inégalés au premier trimestre, exclusion faite des postes particuliers, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable par action a progressé de 16 %, comparativement au premier trimestre de 2016, principalement grâce au solide rendement de tous nos secteurs des gazoducs, y compris Columbia que nous avons acquise au milieu de 2016, tandis que les rentrées nettes liées aux activités d’exploitation ont atteint 1,3 milliard de dollars. »

« Aujourd’hui, nous développons un portefeuille de projets d’investissements à court terme de 23 milliards de dollars qui devrait dégager une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie et soutenir la croissance annuelle prévue de notre dividende selon un taux dans la portion supérieure de la fourchette de 8 % à 10 % jusqu’en 2020, a ajouté M. Girling. Jusqu’ici, nous avons investi 7,5 milliards de dollars dans ces projets, et nous sommes bien positionnés pour réaliser et financer le reste du programme au cours des prochaines années. En outre, nous avons conclu l’achat de Columbia Pipelines Partners LP, ce qui nous donne une participation de 100 % dans les actifs essentiels de Columbia et simplifie davantage notre structure organisationnelle. »

« Nous avons également continué à saisir des occasions additionnelles de croissance interne à moyen et à long terme dans nos trois entreprises essentielles, les gazoducs, les pipelines de liquides et l’énergie au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Ces occasions comprennent notamment les projets de Keystone XL et l’entente d’allongement du cycle de vie de Bruce Power. Au premier trimestre, nous avons eu le plaisir d’obtenir le permis présidentiel américain pour Keystone XL; nous nous affirrons à obtenir aussi l’approbation des organismes de réglementation du Nebraska tout en poursuivant les pourparlers avec nos clients. Si ces projets ou d’autres initiatives de croissance s’avèrent fructueux, la progression du dividende de la société pourrait continuer de s’accentuer jusqu’en 2020 et au-delà, conclut M. Girling. »

Points saillants

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

- Résultats financiers du premier trimestre de 2017
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 643 millions de dollars (0,74 \$ par action)
 - Résultat comparable de 698 millions de dollars (0,81 \$ par action)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAlIA ») comparable de 2,0 milliards de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,3 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,5 milliard de dollars
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,2 milliard de dollars (1,41 \$ par action ordinaire)
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2017.
- Acquisition de la totalité des parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de Columbia Pipeline Partners, LP (« CPPL ») pour la somme de 921 millions de dollars US.
- Dépôt auprès de l'Office national de l'électricité (l'« ONÉ ») d'une demande de modification du projet North Montney de 1,4 milliard de dollars afin qu'il ne soit plus conditionnel à la prise d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG. Dans sa version modifiée, le projet est visé par des contrats de 20 ans conclus avec 11 expéditeurs.
- Conclusion réussie de l'invitation à soumissionner relativement au réseau principal au Canada visant le transport de 1,5 pétagazole par jour (« PJ/j ») de gaz pendant 10 ans entre Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario.
- Réception des approbations de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») et début de la construction des projets Leach XPress et Rayne XPress. Réception également de l'évaluation environnementale à l'égard de WB XPress.
- Obtention d'un permis présidentiel des États-Unis autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. Présentation aussi auprès de la Public Service Commission de l'État du Nebraska d'une demande d'autorisation du tracé de l'oléoduc Keystone XL à travers le Nebraska.
- Placement de billets subordonnés de rang inférieur échéant en 2077 pour un produit brut de 1,5 milliard de dollars US.
- En avril, clôture de la vente d'une partie de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis pour une contrepartie de 1,065 milliard de dollars US; le produit a servi à rembourser une partie des facilités de crédit-relais d'acquisition ayant été utilisées pour financer en partie l'acquisition de Columbia.
- En mai, annonce d'ententes visant la vente d'une participation de 49,3 % dans Iroquois Gas Transmission System, LP (« Iroquois ») et de notre participation résiduelle de 11,8 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à notre société en commandite cotée en bourse TC PipeLines, LP pour la somme de 765 millions de dollars US.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 391 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 pour s'établir à 643 millions de dollars (0,74 \$ par action). Le bénéfice net par action de 2017 tient compte de l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016. Le premier trimestre de 2017 comprend une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia, une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, relative à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL et un recouvrement d'impôt de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Le résultat du premier trimestre de 2016 comprenait une charge de dépréciation de 176 millions de dollars, après les impôts, inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta, une charge de

26 millions de dollars, après les impôts, 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 et une perte de 3 millions de dollars, après les impôts, liée à la vente de TC Offshore, réalisée en mars 2016. Tous ces postes particuliers, plus les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2017 s'est établi à 698 millions de dollars (0,81 \$ par action), comparativement à 494 millions de dollars (0,70 \$ par action) pour la même période en 2016, soit une hausse de 204 millions de dollars (0,11 \$ par action); il tient compte de l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016. La hausse du résultat comparable en 2017 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^{er} juillet 2016, et de l'accroissement des produits tirés du transport dégagés par ANR depuis l'augmentation des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016; l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux résultats supplémentaires dégagés par les gazoducs Mazatlán et Topolobampo; l'augmentation du résultat tiré essentiellement des installations énergétiques aux États-Unis du fait que les actifs sous-jacents ne sont plus amortis depuis le 1^{er} novembre 2016 et sous l'effet de la hausse des prix de l'électricité réalisés; et le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest après la résiliation des CAE en Alberta en 2016. Ces hausses ont été en partie contrées par les éléments suivants : l'accroissement des intérêts débiteurs par suite de la prise en charge de la dette de Columbia lors de l'acquisition de cette dernière et de l'émission de titres d'emprunt à long terme; et le recul du résultat de Bruce Power, en raison essentiellement de la diminution des gains sur les activités de passation de contrats et de l'augmentation des intérêts débiteurs, en partie compensées par l'accroissement des volumes découlant de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation.

Suivent les faits marquants récents :

Gazoducs :

- **Réseau de NGTL** : Un programme d'investissement à court terme de 5,1 milliards de dollars, que nous prévoyons de terminer en 2020, est actuellement consacré au réseau de NGTL. Ce programme comprend la récente demande visant la modification des approbations obtenues pour le projet North Montney, qui prévoit un coût en capital estimatif révisé de 1,4 milliard de dollars, ainsi que le projet d'expansion de Towerbirch récemment approuvé.
- **North Montney** : Le 20 mars 2017, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir la modification des approbations obtenues pour North Montney afin d'en éliminer la condition stipulant que le projet ne pourrait être entrepris qu'après qu'une décision d'investissement finale positive aurait été prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG. Le projet North Montney est maintenant visé par des contrats commerciaux restructurés de 20 ans conclus avec un groupe d'expéditeurs et ne dépend plus de la poursuite du projet de LNG, quoiqu'il reste destiné à en prendre en charge la production. La mise en service devrait se faire en avril 2019 et en avril 2020, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation.
- **Expansion de Towerbirch** : Le 10 mars 2017, le gouvernement du Canada a approuvé le projet d'expansion de Towerbirch au coût de 0,4 milliard de dollars. En février 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a approuvé l'évaluation environnementale en posant quelques conditions qui ont été remplies depuis.
- **Invitation à soumissionner dans le cadre de l'option tarifaire relative au réseau principal au Canada** : Le 13 mars 2017, nous avons annoncé la conclusion réussie de l'invitation à soumissionner relativement au réseau principal au Canada portant sur des ententes à long terme de transport à prix fixe entre Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. L'invitation à soumissionner s'est traduite par la conclusion de contrats exécutoires à long terme visant le transport de 1,5 PJ/j de gaz naturel à un tarif de 0,77 \$/GJ. Les contrats de 10 ans prévoient des droits de résiliation anticipée pouvant être exercés après les cinq premières années de service, moyennant le paiement d'un tarif majoré pour les deux

dernières années de chaque contrat. La demande d'approbation soumise à l'ONÉ le 26 avril 2017 comprend une demande visant l'autorisation de mettre en place les services dès le 1^{er} novembre 2017.

- **Vente d'Iroquois et de PNGTS à TC PipeLines, LP** : Le 4 mai 2017, nous avons annoncé des ententes visant la vente d'une participation de 49,3 % dans Iroquois et de notre participation résiduelle de 11,8 % dans PNGTS à notre société en commandite cotée en bourse TC PipeLines, LP pour un montant de 765 millions de dollars US. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au milieu de 2017.
- **Projets de Columbia** : Les approbations et les ordres de commencement des travaux ont été obtenus de la FERC au premier trimestre de 2017 relativement aux projets Leach Xpress et Rayne XPress. La construction est maintenant commencée. Le projet Leach XPress de 1,4 milliard de dollars US et le projet Rayne XPress de 0,4 milliard de dollars US devraient entrer en service en novembre 2017. Le projet WB XPress a reçu son évaluation environnementale le 24 mars 2017 et il est prévu qu'il recevra l'ordre de commencement des travaux de la FERC au cours de l'été. Ce projet de 0,8 milliard de dollars US respecte toujours l'échéancier prévu; la phase I devrait entrer en service en juin 2018 et la phase II, en novembre 2018.
- **Columbia Pipeline Partners, LP** : Le 17 février 2017, nous avons acquis contre trésorerie la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US.
- **Dossier tarifaire de Great Lakes** : Conformément au règlement de 2013, Great Lakes a déposé le 31 mars 2017 auprès de la FERC un dossier tarifaire général et une demande de modifications tarifaires en vertu de l'article 4. Les tarifs proposés dans le dossier seront en vigueur le 1^{er} octobre 2017, sous réserve d'un remboursement si aucun autre règlement ne peut être conclu avant cette date. Nous avons entamé les pourparlers avec les clients et tenterons de parvenir à une convention de règlement procurant des avantages réciproques.

Pipelines de liquides :

- **Keystone XL** : En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. Nous avons retiré notre réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que notre contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains. En février 2017, nous avons présenté auprès de la Public Service Commission de l'État du Nebraska une demande d'approbation du tracé de l'oléoduc Keystone XL à travers le Nebraska. Une audience est prévue en août 2017, et une décision définitive devrait être prise d'ici la fin de novembre 2017. Compte tenu du temps écoulé depuis le refus de la première demande de permis présidentiel concernant Keystone KL en novembre 2015, nous sommes à revoir les contrats d'expédition et prévoyons l'ajout de nouveaux expéditeurs au groupe principal d'expéditeurs sous contrat et la réduction des volumes que certains expéditeurs se sont engagés à transporter. Cette transition devrait être complétée d'ici quelques mois et nous nous attendons à ce que le soutien commercial pour le projet soit sensiblement le même que celui qui prévalait lors de la première demande visant Keystone KL.

Énergie :

- **Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis** : Le 19 avril 2017, nous avons annoncé la conclusion de la vente déjà annoncée de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à ArcLight Capital Partners, LLC, pour 1,065 milliard de dollars US. Nous prévoyons de comptabiliser au deuxième trimestre de 2017 un gain d'environ 440 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs d'énergie hydraulique. Le produit reçu a été utilisé pour réduire les facilités de crédit-relais d'acquisition ayant servi à financer une partie de l'acquisition de Columbia. Quant à la vente annoncée précédemment de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et de Kibby à Helix Generation, LLC, elle devrait se réaliser au deuxième trimestre de 2017.

Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires :** Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2017 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 2,50 \$ par action ordinaire.
- **Émission d'instruments d'emprunt de rang inférieur :** En mars 2017, TransCanada Trust a émis des billets subordonnés de rang inférieur à 60 ans pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,30 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Ils sont rachetables à leur valeur nominale à compter de dix ans après leur émission. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux de 5,55 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %.
- **Régime de réinvestissement des dividendes :** À l'heure actuelle, environ 40 % des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées déclarés sont réinvestis en actions ordinaires de TransCanada aux termes de notre régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »).
- **Changements touchant la direction :** Alex Pourbaix, chef de l'exploitation, a annoncé qu'il quittait la société à compter du 31 mai 2017. Il n'est pas prévu pour le moment de lui trouver un successeur. Avec prise d'effet le 28 avril 2017, Stan Chapman, auparavant vice-président principal, Gazoducs – États-Unis, a été promu vice-président directeur et président, Gazoducs – États-Unis. Le 21 avril 2017, Bill Taylor, vice-président directeur et président, Énergie, a quitté la société pour se consacrer à d'autres projets. Karl Johannson lui succédera à la tête du secteur Énergie, en plus d'assumer son nouveau rôle de président, Gazoducs – Canada et Mexique.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 5 mai 2017 pour discuter de nos résultats financiers du premier trimestre de 2017. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 12 h 30 (HR) ou à 14 h 30 (HE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800 408-3053 ou le 905 694-9451 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct au www.transcanada.com.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HE), le 12 mai 2017; il suffira de composer le 800 408-3053 ou le 905 694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 8663009.

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 et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov/info/edgar.shtml, ainsi que sur le site Web de TransCanada au 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 91 500 kilomètres (56 900 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 653 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 10 100 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 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 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 4 mai 2017 et le rapport annuel de 2016 de TransCanada qui sont classés sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le BALIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les fonds provenant de l'exploitation comparables, 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 4 mai 2017.

- 30 -

Renseignements aux médias :

Mark Cooper ou James Millar
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

Premier trimestre de 2017

Points saillants des résultats financiers

	trimestres clos les 31 mars	
(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016
Bénéfice		
Produits	3 391	2 503
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	643	252
par action ordinaire – de base et dilué	0,74 \$	0,36 \$
BAlIA comparable ¹	1 977	1 502
Résultat comparable ¹	698	494
par action ordinaire ¹	0,81 \$	0,70 \$
Flux de trésorerie		
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 302	1 081
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 508	1 249
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	1 222	974
par action ordinaire ¹	1,41 \$	1,39 \$
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	1 560	836
– projets en cours d'aménagement	42	67
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	192	170
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	995
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	6
Dividendes déclarés		
Par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
Moyenne de la période	866	702
Fin de la période	867	702

¹ Le BAlIA 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

4 mai 2017

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 clos le 31 mars 2017, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2017, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2016.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- 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;
- la croissance prévue du dividende;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement et ceux qui sont en attente de permis;
- 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;
- 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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;
- la nature et la portée des opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- le maintien du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain au niveau actuel ou proche de celui-ci;
- 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.

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 pipelinaires;
- 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;
- 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 2016.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

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

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

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

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 pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

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

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

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR équivalente.

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 nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Résultat comparable

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice et la participation sans contrôle, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

BAII comparable et BAIIA comparable

Le BAII comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers décrits ci-dessus. Nous utilisons le BAII comparable comme une mesure du 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. Le BAIIA comparable est calculé de la même manière que le BAII comparable, sauf qu'il exclut les charges d'amortissement hors trésorerie. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un rapprochement avec le bénéfice sectoriel.

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

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

Flux de trésorerie distribuables comparables

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. 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. Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés – premier trimestre de 2017

Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Gazoducs – Canada	282	272
Gazoducs – États-Unis	561	267
Gazoducs – Mexique	118	45
Pipelines de liquides	227	212
Énergie	198	(126)
Siège social	(33)	(27)
Total du bénéfice sectoriel	1 353	643
Intérêts débiteurs	(500)	(420)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	101	101
Intérêts créditeurs et autres	20	100
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	974	424
Charge d'impôts	(200)	(70)
Bénéfice net	774	354
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(90)	(80)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	684	274
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	643	252
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,74 \$	0,36 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 391 millions de dollars (0,38 \$ par action) pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la même période en 2016. Le poste bénéfice net par action ordinaire pour 2017 tient compte de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

Les résultats de 2017 comprennent les éléments suivants :

- une charge de 24 millions de dollars après les impôts au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts au titre des coûts relatifs à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 7 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

Les résultats de 2016 comprenaient les éléments suivants :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts 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 après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia;

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

- 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 dont la clôture a eu lieu le 31 mars 2016.

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 précédents.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le résultat comparable a augmenté de 204 millions de dollars comparativement à celui de la même période en 2016. 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

	trimestres clos les 31 mars	
(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	643	252
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	24	26
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	10	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	7	6
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	(7)	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	176
Perte sur la vente de TC Offshore	—	3
Activités de gestion des risques ¹	21	31
Résultat comparable	698	494
Bénéfice net par action ordinaire	0,74 \$	0,36 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	0,03	0,04
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,01	0,01
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	(0,01)	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	0,25
Activités de gestion des risques	0,03	0,04
Résultat comparable par action	0,81 \$	0,70 \$

1 Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	1	(13)
Installations énergétiques aux États-Unis	(62)	(115)
Commercialisation des liquides	—	(2)
Stockage de gaz naturel	5	5
Change	15	53
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	20	41
Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques	(21)	(31)

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Le résultat comparable a augmenté de 204 millions de dollars (0,11 \$ par action) pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à celui de la même période en 2016. Le résultat comparable par action pour 2017 tient compte de l'effet de dilution des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

La progression du résultat comparable par rapport à l'exercice précédent est attribuable avant tout à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et aux émissions de titres d'emprunt à long terme ;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Topolobampo depuis juillet 2016 et par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016;
- la diminution 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 pertes réalisées en 2017 alors qu'ils s'étaient soldés par des gains réalisés en 2016;
- la baisse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à la diminution des gains tirés des activités de passation de contrats et à la hausse des intérêts débiteurs, ces facteurs ayant été partiellement compensés par l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation;
- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest, en raison principalement de la résiliation des CAE en Alberta en 2016;
- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant des volumes plus importants;
- le résultat accru du stockage de gaz naturel redevable à l'élargissement des écarts sur les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis attribuable au fait que la dotation aux amortissements n'est plus comptabilisée depuis le 1^{er} novembre 2016 pour les actifs classés comme étant destinés à la vente et à l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par le recul des produits tirés de la capacité dans la région de New York ainsi que par la hausse des coûts du combustible et la diminution des volumes de production de nos installations de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Programme d'investissement

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

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant d'environ 48 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à long terme. 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

au 31 mars 2017 (non audité – en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Réseau principal au Canada	Gazoducs – Canada	2017-2018	0,3	0,1
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs – Canada	2019-2020	1,4	0,3
– Saddle West	Gazoducs – Canada	2019	0,6	—
– Installations de 2016-2017	Gazoducs – Canada	2017-2020	2,2	0,9
– Installations de 2018	Gazoducs – Canada	2018-2020	0,6	—
– Autres	Gazoducs – Canada	2017-2020	0,3	—
Columbia Gas – Leach XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	1,4 US	0,5 US
– Modernisation I	Gazoducs – États-Unis	2017	0,2 US	0,1 US
– WB XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,8 US	0,3 US
– Mountaineer XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	2,0 US	0,2 US
– Modernisation II	Gazoducs – États-Unis	2018-2020	1,1 US	—
Columbia Gulf – Rayne XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	0,4 US	0,3 US
– Accès à Cameron	Gazoducs – États-Unis	2018	0,3 US	0,2 US
– Gulf XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,6 US	0,1 US
Midstream – Gibraltar	Gazoducs – États-Unis	2017	0,3 US	0,2 US
Tula	Gazoducs – Mexique	2018	0,6 US	0,4 US
Villa de Reyes	Gazoducs – Mexique	2018	0,6 US	0,3 US
Sur de Texas ¹	Gazoducs – Mexique	2018	1,3 US	0,2 US
Grand Rapids ¹	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,8
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,9
White Spruce	Pipelines de liquides	2018	0,2	—
Napanee	Énergie	2018	1,1	0,7
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ²	Énergie	jusqu'en 2020+	1,1	0,1
			19,3	6,6
Incidence du change sur les projets à court terme ³			3,2	0,9
Total des projets à court terme (en milliards de dollars CA)			22,5	7,5

¹ Notre quote-part.

² Les montants reflètent la quote-part qui nous revient dans les coûts en capital résiduels que Bruce Power prévoit engager dans le cadre de ses programmes d'allongement du cycle de vie avant les arrêts majeurs pour remise à neuf devant s'amorcer en 2020.

³ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,33 \$ au 31 mars 2017.

Projets à moyen et à long terme

Les projets à moyen et à long terme comportent une plus grande incertitude en ce qui a trait au calendrier et aux coûts estimatifs des projets. Les dates de mise en service prévues de ces projets sont postérieures à 2020, et les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous rendent compte des coûts les plus récents pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial ou, dans le cas de Keystone XL, un soutien commercial devrait être obtenu. Tous ces projets sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale du promoteur et/ou des processus réglementaires complexes.

au 31 mars 2017 (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 ¹	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	8,0 US	0,3 US
Terminal Hardisty de Keystone ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets Énergie Est			
Énergie Est ³	Pipelines de liquides	15,7	0,8
Réseau principal de l'Est	Gazoducs – Canada	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs – Canada	4,8	0,4
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs – Canada	5,0	0,5
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs – Canada	1,9	—
		45,2	2,3
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme ⁴		2,8	0,1
Total des projets à moyen et à long terme (en milliards de dollars CA)			48,0
			2,4

¹ Notre quote-part.

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

³ À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

⁴ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,33 \$ au 31 mars 2017.

Perspectives

Dans l'ensemble, nos perspectives quant aux résultats de 2017 sont les mêmes que celles énoncées dans le rapport annuel de 2016.

Acquisition consolidée, participations comptabilisées à la valeur de consolidation et dépenses d'investissement

Le total de nos dépenses d'investissement prévues, indiqué dans le rapport annuel de 2016, n'a pas varié.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Réseau de NGTL	230	226
Réseau principal au Canada	247	231
Autres gazoducs au Canada ¹	28	32
Expansion des affaires	(1)	(1)
BAIIA comparable	504	488
Amortissement	(222)	(216)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	282	272

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills et de Ventures LP et la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la même période en 2016 et il est l'équivalent du BAII comparable.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon notre RCA approuvé, notre base d'investissement, notre 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 recouvrés presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET – RÉSEAU DE NGTL ET RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Réseau de NGTL	82	73
Réseau principal au Canada	52	50

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 9 millions de dollars, comparativement à la même période en 2016, 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 2017. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et comprend 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de la hausse des revenus incitatifs, en partie contrebalancée par la diminution de la base d'investissement moyenne . Le réseau principal au Canada est exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, principalement en raison des installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – RÉSEAU DE NGTL ET RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

trimestres clos les 31 mars (non audité)	Réseau de NGTL ¹		Réseau principal au Canada ²	
	2017	2016	2017	2016
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	7 853	7 257	4 103	4 384
Volumes livrés (Gpi ³)				
Total	1 090	1 063	521	481
Moyenne quotidienne	12,1	11,7	5,8	5,3

¹ Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 1 037 Gpi³ (1 074 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 11,5 Gpi³ (11,8 Gpi³ en 2016).

² Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 235 Gpi³ (274 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 2,6 Gpi³ (3,0 Gpi³ en 2016).

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Columbia Gas ¹	185	—
ANR	122	87
TC PipeLines, LP ^{2,3}	32	31
Great Lakes ^{3,4}	27	25
Midstream ¹	23	—
Columbia Gulf ¹	18	—
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1, 2,3,5}	29	14
Participations sans contrôle ⁶	108	95
Expansion des affaires	(1)	(1)
BAIIA comparable	543	251
Amortissement	(112)	(51)
BAII comparable	431	200
Incidence du change	140	71
BAII comparable (en dollars CA)	571	271
Postes particuliers :		
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(10)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	—	(4)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	561	267

¹ Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et celle du reste des parts détenues dans le public de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») le 17 février 2017.

² Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis des participations additionnelles dans Iroquois de 0,65 % le 1^{er} mai 2016 et de 4,87 %, le 31 mars 2016.

³ TC PipeLines, LP émet périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui ont pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. Le tableau ci-après présente notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes présentées.

	Pourcentage de participation effective au	
	31 mars 2017	31 mars 2016
TC PipeLines, LP	26,4	27,9
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :		
Great Lakes	12,3	13,0
PNGTS	13,2	13,9

⁴ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁵ Ces données comprennent notre participation directe dans Iroquois et PNGTS ainsi que notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage.

⁶ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP, de PNGTS et de Columbia Pipeline Partners LP dans les tronçons qui ne nous appartiennent pas. Le 17 février 2017, nous avons acquis le reste des parts détenues dans le public de CPPL.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 294 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de l'acquisition de Columbia, et il comprend une charge de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux coûts d'intégration associés à l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comprend une perte de 4 millions de dollars avant les impôts (3 millions de dollars après les impôts) par suite d'une entente intervenue en décembre 2015 visant la vente de TC Offshore qui s'est concrétisée au début de 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAll comparable.

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^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base. Les produits liés au transport et au stockage sont généralement plus élevés pendant les mois d'hiver en raison de la demande saisonnière accrue pour nos services.

Le BAll comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 mars 2017 s'est accru de 292 millions de dollars US, par rapport à la même période en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat, à hauteur de 250 millions de dollars US, par suite de l'acquisition de Columbia réalisée le 1^{er} juillet 2016 et de l'acquisition du reste des parts ordinaires détenues dans le public de CPPL le 17 février 2017;
- l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR attribuable au règlement tarifaire approuvé par la FERC qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016 et l'accroissement des résultats tirés du stockage.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 61 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, principalement en raison de l'acquisition de Columbia.

L'amortissement de 5 millions de dollars US lié aux actifs informatiques de Columbia qui ont été mis hors service dans le cadre de l'intégration de Columbia a été exclu du BAll comparable et pris en compte dans les coûts liés à l'intégration aux fins du calcul du bénéfice sectoriel.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Topolobampo	40	(1)
Tamazunchale	29	27
Guadalajara	17	17
Mazatlán	16	—
Sur de Texas ¹	4	—
Autres	—	(1)
Expansion des affaires	—	(3)
BAIIA comparable	106	39
Amortissement	(17)	(6)
BAII comparable	89	33
Incidence du change	29	12
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	118	45

¹ Ces données représentent notre participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec l'Enova pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des Gazoducs au Mexique a augmenté de 73 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, et il est équivalent au BAII comparable.

Le résultat des activités que nous menons au Mexique est soutenu par des contrats à long terme procurant des produits stables et principalement libellés en dollars US et il est tributaire des coûts relatifs à la prestation des services.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre clos le 31 mars 2017 s'est accru de 67 millions de dollars US par rapport à la même période en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire de 41 millions de dollars US dégagé par Topolobampo. La construction du projet Topolobampo a subi un retard qui, selon les modalités du contrat de transport conclu avec la CFE, est considéré comme un événement de force majeure, et des dispositions permettent le recouvrement et la comptabilisation des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016;
- le résultat supplémentaire de 16 millions de dollars US tiré de Mazatlán. La construction est achevée et le recouvrement et la comptabilisation des produits ont commencé en décembre 2016 conformément au contrat de transport;
- la quote-part du bénéfice de 4 millions de dollars US provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, principalement en raison du début de l'amortissement des projets Topolobampo et Mazatlán.

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 dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Réseau d'oléoducs Keystone	306	302
Expansion des affaires et autres	6	(6)
BAIIA comparable	312	296
Amortissement	(77)	(72)
BAII comparable	235	224
Postes particuliers :		
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(8)	(10)
Activités de gestion des risques	—	(2)
Bénéfice sectoriel	227	212
BAII comparable libellé comme suit :		
Dollars CA	55	53
Dollars US	135	127
Incidence du change	45	44
	235	224

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016 et il tient compte d'une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien 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 en 2016.

Le bénéfice 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 BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 par rapport à la même période en 2016. Cette baisse est imputable à l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des volumes sur l'oléoduc Keystone;
- l'apport plus élevé de l'entreprise de commercialisation des liquides;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires, notamment la progression de Keystone XL.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, en raison de la mise en service de nouvelles installations

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 dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	30	4
Installations énergétiques de l'Est	94	102
Bruce Power	91	114
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2}	215	220
Amortissement	(37)	(47)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2}	178	173
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)		
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	54	75
Amortissement ³	—	(31)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	54	44
Incidence du change	18	17
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	72	61
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	21	9
Amortissement	(3)	(3)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	18	6
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(3)	(3)
BAII comparable du secteur de l'énergie ^{1,2}	265	237
Postes particuliers :		
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	(11)	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	(240)
Activités de gestion des risques	(56)	(123)
Bénéfice (perte) sectoriel(le) ^{1,2}	198	(126)

¹ Ces données comprenaient les pertes liées aux CAE en Alberta jusqu'au 7 mars 2016, date de leur résiliation.

² Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power.

³ Les actifs destinés à la vente ne sont plus amortis depuis le 1^{er} novembre 2016.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a augmenté de 324 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016 et comprenait les postes particuliers suivants :

- en 2017, des coûts de 11 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- en 2016, une charge de 240 millions de dollars avant les impôts, y compris une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- 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 31 mars	
	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	1	(13)
Installations énergétiques aux États-Unis	(62)	(115)
Stockage de gaz naturel	5	5
Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques	(56)	(123)

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.

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est équivalent au BAll comparable et analysé dans les sections suivantes.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

Le tableau qui suit présente les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Produits¹		
Installations énergétiques de l'Ouest	46	88
Installations énergétiques de l'Est	105	95
Autres ²	15	29
	166	212
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	8	—
Achats de produits de base revendus	(1)	(59)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(49)	(47)
BAIIA comparable⁴	124	106
Amortissement	(37)	(47)
BAII comparable⁴	87	59
Ventilation du BAIIA comparable		
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	30	4
Installations énergétiques de l'Est	94	102
BAIIA comparable⁴	124	106
Capacité disponible des centrales⁵		
Installations énergétiques de l'Ouest	99 %	99 %
Installations énergétiques de l'Est ^{6,7}	99 %	86 %

¹ Ces données comprennent les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada qui 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 sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² 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.

³ Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice de Portlands Energy et d'ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

⁴ Ces données tiennent compte des CAE en Alberta jusqu'au 7 mars 2016, date de leur résiliation.

⁵ Pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

⁶ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

⁷ La capacité disponible des centrales a été plus élevée au cours du trimestre clos le 31 mars 2017 qu'à la même période en 2016 en raison d'un arrêt d'exploitation imprévu à la centrale de Halton Hills en 2016.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 26 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de la résiliation des CAE en Alberta. Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons résilié les CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness.

Après la résiliation des CAE en Alberta, l'amortissement a diminué de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a reculé de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, en raison principalement du bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

Bruce Power

Les résultats de Bruce Power rendent compte de notre participation proportionnelle. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :		
Produits	401	415
Charges d'exploitation	(224)	(225)
Amortissement et autres	(86)	(76)
BAIIA comparable et BAII comparable¹	91	114
Bruce Power – Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales ²	89 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	56	76
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	17	8
Volumes des ventes (en GWh) ¹	5 983	5 834
Prix de vente réalisé par MWh ³	67 \$	66 \$

¹ Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,5 % en 2016) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

³ 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. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Le BAIIA comparable tiré de notre participation dans Bruce Power a diminué de 23 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, ce qui s'explique avant tout par la baisse des gains liés aux activités de passation de contrats et la hausse des intérêts débiteurs, contrebalancés en partie par l'augmentation des volumes découlant du nombre moindre de jours d'arrêt d'exploitation.

En février 2017, une période d'arrêt a commencé en raison de travaux à effectuer sur le réacteur 5. Les travaux devraient prendre fin au deuxième trimestre de 2017. Des périodes d'arrêt en raison de travaux à effectuer sur les réacteurs 3 et 6 sont prévues au deuxième semestre de 2017. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2017 devrait se situer autour de 90 %.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres a augmenté de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, en raison surtout de la hausse des produits tirés du stockage pour le compte de tiers par suite de l'élargissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS (monétisation prévue pour le premier semestre de 2017)

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

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Produits		
Installations énergétiques ²	530	418
Capacité	42	62
	572	480
Achats de produits de base revendus	(409)	(305)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(109)	(100)
BAIIA comparable¹	54	75
Amortissement ⁴	—	(31)
BAII comparable¹	54	44

¹ Compriment les résultats d'Ironwood, depuis le 1^{er} février 2016.

² Ces données comprennent les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis qui 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 sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

³ Ces données comprennent le coût du combustible utilisé pour la production.

⁴ Les actifs des installations énergétiques aux États-Unis destinés à la vente ne sont plus amortis depuis novembre 2016.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

(non audité)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Volumes des ventes physiques (en GWh)		
Offre		
Électricité produite	2 007	2 280
Achats	6 356	4 748
	8 363	7 028
Capacité disponible des centrales¹	71 %	71 %

¹ Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

(non audité)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)		
Nouvelle-Angleterre ¹	36	30
New York ²	36	28
PJM ³	29	21
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant de New York ² (en dollars US par kilowatt par mois)	3,43	5,83

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

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

³ Ces données représentent la zone de prix METED en Pennsylvanie, où sont situées les installations d'Ironwood. Les prix moyens pour 2016 sont ceux de la période écoulée depuis l'acquisition d'Ironwood, le 1^{er} février 2016.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été inférieur de 21 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2017 à celui de la même période en 2016, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York;
- l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité à nos installations de New York et de Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancée par la hausse des coûts du combustible et la diminution des volumes de production;
- la hausse des ventes de gros à des entreprises de services publics sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre, contrebalancée par la baisse des marges réalisées.

Les prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 41 % pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016. La diminution des prix de capacité 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.

Les volumes physiques d'électricité achetée vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été plus élevés au cours du trimestre clos le 31 mars 2017 qu'à la même période en 2016 puisque nous avons élargi notre clientèle sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

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 dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
BAIIA comparable et BAII comparable	(4)	(1)
Postes particuliers :		
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(29)	(26)
Perte sectorielle	(33)	(27)

La perte sectorielle du siège social s'est aggravée de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016. Les coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Columbia ont été exclus du calcul du BAII comparable de 2017 et de 2016.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur		
Libellés en dollars CA	(108)	(111)
Libellés en dollars US	(317)	(246)
Incidence du change	(103)	(85)
	(528)	(442)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(17)	(19)
Intérêts capitalisés	45	41
Intérêts débiteurs	(500)	(420)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 80 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, en raison de l'incidence nette de la dette prise en charge lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et les émissions de titres d'emprunt à long terme, facteurs partiellement annulés par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Libellée en dollars CA	50	41
Libellée en dollars US	38	45
Incidence du change	13	15
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	101	101

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour le trimestre clos le 31 mars 2017 a été semblable à celle de la même période de 2016. L'augmentation de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout d'un investissement accru à l'égard de l'expansion de notre réseau de NGTL, tandis que la diminution de la provision libellée en dollars américains s'explique principalement par l'achèvement de la construction des gazoducs de Topolobampo et de Mazatlán, partiellement contrebalancée par notre investissement accru dans des projets acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016.

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	5	47
Postes particuliers :		
Activités de gestion des risques	15	53
Intérêts créditeurs et autres	20	100

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 80 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- des pertes réalisées en 2017 comparativement aux gains réalisés en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution des gains non réalisés sur les activités de gestion des risques en 2017 comparativement à 2016. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion du fonds de roulement libellé en devises.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(244)	(180)
Postes particuliers :		
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	15	—
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	1	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	7	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	1	4
Résiliation des CAE en Alberta	—	64
Perte sur la vente de TC Offshore	—	1
Activités de gestion des risques	20	41
Charge d'impôts	(200)	(70)

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, ce qui découle principalement de la progression du résultat avant les impôts en 2017 comparativement à 2016 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(90)	(80)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016, principalement en raison de l'acquisition de Columbia qui comprenait une participation sans contrôle dans CPPL. Le 17 février 2017, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de CPPL.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(22)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont été supérieurs de 19 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comparativement à la même période en 2016. Cette augmentation est principalement le fait des émissions d'actions privilégiées de série 13 et de série 15 en avril 2016 et en novembre 2016, respectivement.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Réseau de NGTL

Un programme d'investissement à court terme de 5,1 milliards de dollars est actuellement consacré au réseau de NGTL et devrait se terminer en 2020. Ce programme comprend la récente demande visant la modification des approbations obtenues pour le projet North Montney, qui prévoit un coût en capital estimatif révisé de 1,4 milliard de dollars, ainsi que le projet d'expansion de Towerbirch récemment approuvé.

North Montney

Le 20 mars 2017, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir la modification des approbations obtenues pour North Montney afin d'en éliminer la condition stipulant que le projet ne pourrait être entrepris qu'après qu'une décision d'investissement finale positive aurait été prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG. Le projet North Montney est maintenant visé par des contrats commerciaux restructurés de 20 ans conclus avec des expéditeurs et ne dépend plus de la poursuite du projet de LNG, quoiqu'il reste destiné à en prendre en charge la production. Le 19 avril 2017, l'ONÉ a accordé une prorogation provisoire de la disposition de temporisation qui devait expirer le 10 juin 2017 pour la reporter au 31 mars 2018. La mise en service devrait se faire en avril 2019 et en avril 2020, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation.

Expansion de Towerbirch

Le 10 mars 2017, le gouvernement du Canada a approuvé le projet d'expansion de Towerbirch. Ce projet de 0,4 milliard de dollars vise la construction d'un gazoduc comprenant 55 km (34 milles) de canalisations de 36 pouces en boucle reliées au réseau principal à Groundbirch, 32 km (20 milles) de nouvelles canalisations de 30 pouces et 4 nouveaux postes de comptage. En février 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a approuvé l'évaluation environnementale en posant quelques conditions qui ont été remplies depuis.

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

Le 13 mars 2017, nous avons annoncé la conclusion réussie de l'invitation à soumissionner relativement au réseau principal au Canada portant sur des ententes à long terme de transport à prix fixe entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. L'invitation à soumissionner s'est traduite par la conclusion de contrats exécutoires à long terme avec des producteurs de gaz du BSOC visant le transport de 1,5 PJ/j de gaz naturel à un tarif simplifié de 0,77 \$/GJ. La durée des contrats est de 10 ans. Chaque contrat prévoit un droit de résiliation anticipée pouvant être exercé après les cinq premières années de service, moyennant le paiement d'un tarif majoré pour les deux dernières années du contrat. La demande d'approbation soumise à l'ONÉ le 26 avril 2017 comprend une demande visant l'autorisation de mettre en place les services dès le 1^{er} novembre 2017.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Vente d'Iroquois et de PNGTS à TC PipeLines, LP

Le 4 mai 2017, nous avons annoncé des ententes visant la vente d'une participation de 49,3 % dans Iroquois Gas Transmission System, LP (« Iroquois ») et de notre participation résiduelle de 11,8 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à notre société en commandite cotée en bourse TC PipeLines, LP pour une somme de 765 millions de dollars US. La transaction se compose d'un montant en trésorerie de 597 millions de dollars US et de la prise en charge proportionnelle de la dette de 168 millions de dollars US d'Iroquois et de PNGTS. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au milieu de 2017.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Leach XPress et Rayne XPress

Les approbations et les ordres de commencement des travaux ont été obtenus de la FERC au premier trimestre de 2017 relativement aux projets Leach XPress et Rayne XPress, ce qui nous a permis d'entreprendre la construction. Le projet Leach XPress de 1,4 milliard de dollars US et le projet Rayne XPress de 0,4 milliard de dollars US devraient entrer en service en novembre 2017.

WB XPress

Nous avons reçu notre évaluation environnementale le 24 mars 2017 pour le projet WB XPress et prévoyons de recevoir l'ordre de commencement des travaux de la FERC au cours de l'été, après que des commissaires supplémentaires auront été nommés à la FERC et que le quorum aura été rétabli. Ce projet de 0,8 milliard de dollars US respecte toujours l'échéancier prévu; la phase I devrait entrer en service en juin 2018 et la phase II, en novembre 2018.

Dossier tarifaire de Great Lakes

Great Lakes est tenue de déposer un nouveau dossier tarifaire en vertu de l'article 4 au plus tard le 1^{er} janvier 2018, conformément à la convention de règlement conclue avec les expéditeurs approuvée en novembre 2013. Le 31 mars 2017, Great Lakes a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire général et une demande de modifications tarifaires en vertu de l'article 4. Les tarifs proposés dans ce dossier seront en vigueur le 1^{er} octobre 2017, sous réserve d'un remboursement si aucun autre règlement ne peut être conclu avant cette date. Great Lakes a entamé les pourparlers avec les clients portant sur les modalités du dépôt et tenterons de parvenir à une solution mutuellement satisfaisante au moyen d'un règlement à conclure avec ses clients.

Columbia Pipeline Partners, LP

Le 17 février 2017, nous avons mené à terme l'acquisition, contre trésorerie, de la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL moyennant un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale d'environ 921 millions de dollars US.

PIPELINES DE LIQUIDES

Oléoduc Énergie Est

En janvier 2017, l'ONÉ a nommé trois nouveaux représentants qui seront responsables de l'examen des projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Les nouveaux représentants de l'ONÉ ont annulé toutes les décisions prises par les anciens représentants, et les nouveaux représentants décideront comment poursuivre l'audience. Nous ne sommes pas tenus de présenter une nouvelle demande et les parties n'auront pas à redemander le statut d'intervenant. Toutefois, toutes les autres procédures et les échéances qui y étaient associées sont devenues caduques. Si les nouveaux représentants déterminent que la demande concernant le projet est complète, la période d'examen de 21 mois de l'ONÉ commencera.

Le 29 mars 2017, l'ONÉ a rendu sa décision de jumeler l'audience des projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est, mais aucune date d'audience n'a encore été annoncée.

Keystone XL

En février 2017, nous avons présenté auprès de la Public Service Commission (« PSC ») de l'État du Nebraska une demande d'approbation du tracé de l'oléoduc Keystone XL à travers le Nebraska. Il est prévu qu'une audience soit tenue à cet égard en août 2017, et une décision définitive concernant le tracé devrait être prise d'ici la fin de novembre 2017.

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. Nous avons retiré notre réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que notre contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains. Munis du permis présidentiel, nous pourrons continuer de faire avancer la procédure entamée auprès de la PSC du Nebraska.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Compte tenu du temps écoulé depuis le refus de la première demande de permis présidentiel concernant Keystone KL en novembre 2015, nous sommes à revoir les contrats d'expédition et prévoyons l'ajout de nouveaux expéditeurs au groupe principal d'expéditeurs sous contrat et la réduction des volumes que certains expéditeurs se sont engagés à transporter. Cette transition devrait être complétée d'ici quelques mois et nous nous attendons à ce que le soutien commercial pour le projet soit sensiblement le même que celui qui prévalait lors de la première demande visant Keystone KL.

ÉNERGIE

Installations énergétiques aux États-Unis

Ravenswood

Vers la fin de mars 2017, le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à basse pression. Les réparations sont en cours et le réacteur devrait être remis en service au deuxième trimestre de 2017. L'incident ne devrait pas avoir d'incidence significative sur le processus de vente de la centrale.

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

La vente de TC Hydro à Great River Hydro, LLC a été conclue le 19 avril 2017 pour un produit de 1,065 milliard de dollars US, ce qui a donné lieu à un gain d'environ 710 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts) avant les ajustements postérieurs à la clôture, qui sera comptabilisé au deuxième trimestre de 2017. Le produit reçu a servi à réduire la facilité de crédit-relais d'acquisition de Columbia.

La clôture de la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et de Kibby à Helix Generation, LLC devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2017.

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 et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers (y compris la mise sur pied d'un programme d'émission de titres de capitaux propres au cours du marché, le cas échéant), à notre RRD, à la gestion de notre portefeuille, notamment le produit de la cession prévue d'actifs pipeliniers de gaz naturel à TC PipeLines, LP, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

Au 31 mars 2017, notre actif à court terme s'élevait à 8,0 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 9,1 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 1,1 milliard de dollars, comparativement à un fonds de roulement excédentaire de 0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016. 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 9,1 milliards de dollars reste inutilisée.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)		
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 302	1 081
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	155	132
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 457	1 213
Postes particuliers :		
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	32	26
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	8	10
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	11	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables¹	1 508	1 249
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(23)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(80)	(62)
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(167)	(190)
Flux de trésorerie distribuables comparables¹	1 222	974
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	1,41 \$	1,39 \$

¹ Pour obtenir plus de précisions au sujet des fonds provenant de l'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 259 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la même période de 2016; cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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. L'accroissement entre le premier trimestre de 2016 et celui de 2017 s'explique par une augmentation des fonds provenant de l'exploitation comparables et la diminution des dépenses d'investissement de maintien, principalement à Bruce Power, facteurs en partie contrebancés par la hausse des dividendes sur les actions privilégiées et des distributions versées aux participations sans contrôle. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action de 2017 tiennent compte de l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016.

Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs.

Le tableau suivant présente une ventilation des dépenses d'investissement de maintien.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Gazoducs au Canada	49	55
Gazoducs aux États-Unis	70	71
Autres	48	64
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	167	190

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Dépenses d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 560)	(836)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(42)	(67)
	(1 602)	(903)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(192)	(170)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(995)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	6
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	363	—
Montants reportés et autres	(85)	52
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 516)	(2 010)

En 2017, les dépenses en immobilisations ont été principalement liées aux éléments suivants :

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2017 par rapport à 2016, principalement en raison de nos investissements dans Sur de Texas et Bruce Power.

L'augmentation des autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation est principalement attribuable aux distributions provenant de Bruce Power. Au premier trimestre de 2017, Bruce Power a émis des obligations en vue de financer son programme d'investissement et de verser des distributions à ses partenaires, opération qui s'est traduite par des distributions de 362 millions de dollars que nous avons reçues.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Billets à payer émis, montant net	670	1 176
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 992
Remboursements sur la dette à long terme	(1 051)	(1 357)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 982	—
Dividendes et distributions versés	(419)	(450)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	18	3
Actions ordinaires rachetées	—	(14)
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	92	24
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	(1 205)	—
Rentrées nettes liées aux activités de financement	87	1 374

Le 17 février 2017, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires en circulation de CPPL pour la somme de 921 millions de dollars US.

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

(non audité – en millions de dollars)	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	500 \$ US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300 \$	5,10 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD				
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ^{1,2}	1 070 \$ US	Variable

¹ Cette facilité a été mise en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et porte intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable.

² Le produit de la vente de TC Hydro, le 19 avril 2017, a servi à rembourser en partie cette facilité de crédit-relais d'acquisition.

ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

(non audité – en millions de dollars)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mars 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mars 2077	1 500 \$ US	5,55 %

¹ En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs et aux autres obligations de TCPL.

² Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis à Transcanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés dans les états financiers de Transcanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

En mars 2017, la « fiducie » a émis des billets de fiducie de la série 2017-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,30 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 5,55 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOL à trois mois majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOL à trois mois majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Selon les dispositions de notre RRD, 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 additionnelles de TransCanada. Ces actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 %. Au cours du dernier trimestre écoulé, environ 40 % des dividendes sur les actions ordinaires déclarés ont été désignés pour être réinvestis par les actionnaires en actions ordinaires de TransCanada aux termes du RRD.

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

Au cours du premier trimestre de 2017, 1,2 million 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 69 millions de dollars US. Au 31 mars 2017, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 26,4 % 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. En mars 2017, les droits de résolution se rattachant à 0,4 million de parts ordinaires ont expiré. 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 4 mai 2017, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,625 \$ par action

Payable le 31 juillet 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2017

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées**Série 1** 0,204125 \$**Série 2** 0,14958904 \$**Série 3** 0,1345 \$**Série 4** 0,10969863 \$

Payable le 30 juin 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mai 2017

Série 5 0,14143750 \$**Série 6** 0,12796096 \$**Série 7** 0,25 \$**Série 9** 0,265625 \$

Payable le 31 juillet 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2017

Série 11 0,2375 \$**Série 13** 0,34375 \$**Série 15** 0,30625 \$

Payable le 31 mai 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 16 mai 2017

INFORMATION SUR LES ACTIONS**au 1^{er} mai 2017**

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	871 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
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
Série 15	40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	12 millions	8 millions

FACILITÉS DE CRÉDIT

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Au 4 mai 2017, nous disposions de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,1 milliards de dollars et des facilités de crédit-relais d'acquisition de 2,8 millions de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	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 et à des fins générales	Décembre 2021
1,5 milliard de dollars US	—	TCPL	Engagement de crédit-relais à terme lié à des actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia	Juin 2018
2,0 milliards de dollars US	2,0 milliards 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 2017
0,6 milliard de dollars US	—	TCPL USA	Engagement de crédit-relais à terme lié à des actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia	Juin 2018
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2017
1,0 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	Columbia	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable contractée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL	Décembre 2017
0,5 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TAIL, garantie par TCPL	Décembre 2017
2,1 milliards de dollars	0,8 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Pour appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires	À vue

Au 4 mai 2017, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,7 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 diminué d'environ 0,5 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2016, en raison principalement de la baisse des engagements relatifs aux gazoducs du réseau de NGTL et Sur de Texas du fait de la progression de la construction. Quant aux engagements de transport par des tiers, ils se sont accrus d'environ 0,7 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2016 et se rapportent principalement à des contrats visant le réseau principal au Canada.

Au 31 mars 2017, nos engagements comprenaient des contrats de location-exploitation et d'autres obligations d'achat liés à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. À la clôture de la vente de Ravenswood, d'Ironwood, de Kibby Wind et d'Ocean State Power, nos engagements devraient diminuer de 42 millions de dollars pour 2017, de 97 millions de dollars pour 2018, de 79 millions de dollars pour 2019, de 29 millions de dollars pour 2020, de 23 millions de dollars pour 2021 et de 259 millions de dollars pour 2022 et par la suite.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2017 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 2016 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 actionnariale. 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.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2016 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 2016.

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 31 mars 2017, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, ni concentration importante du risque de crédit, ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

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

RISQUE DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

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

Une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US, mais, comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influer 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 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 ce risque.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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

trimestre clos le 31 mars 2017	1,32
trimestre clos le 31 mars 2016	1,35

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayerée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAll comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à 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 31 mars	
	2017	2016
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	431	200
BAll comparable des gazoducs au Mexique	89	33
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	135	127
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis	54	44
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction en dollars US	38	45
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(317)	(246)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	—	7
Participations sans contrôle libellées en dollars US	(68)	(60)
	362	150

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)	31 mars 2017		31 décembre 2016	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2017 à 2019) ²	(337)	2 000 US	(425)	2 350 US
Contrats de change à terme en dollars US	—	—	(7)	150 US
	(337)	2 000 US	(432)	2 500 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, des gains réalisés nets de 1 million de dollars (gains de 2 millions de dollars en 2016) 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)	31 mars 2017	31 décembre 2016
Valeur nominale	28 400 (21 400 US)	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	31 500 (23 600 US)	29 400 (21 900 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)	31 mars 2017	31 décembre 2016
Autres actifs à court terme	413	376
Actifs incorporels et autres actifs	153	133
Créditeurs et autres	(607)	(607)
Autres passifs à long terme	(334)	(330)
	(375)	(428)

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

(Pertes) gains non réalisé(e)s et réalisé(e)s sur les instruments dérivés

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

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des (pertes) gains non réalisés de la période		
Produits de base ²	(56)	(67)
Change	15	27
Taux d'intérêt	1	—
Montant des (pertes) gains réalisés de la période		
Produits de base	(48)	(95)
Change	(4)	44
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des gains (pertes) réalisés de la période		
Produits de base	6	(73)
Change	5	(63)
Taux d'intérêt	1	2

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

² 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 dans le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2016 au titre 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 de l'état consolidé condensé 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 31 mars	
	2017	2016
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base	5	(16)
Change	—	(35)
Taux d'intérêt	1	(3)
	6	(54)
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés, du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	(4)	82
Change ³	—	34
Taux d'intérêt ⁴	4	4
	—	120
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	—	(58)
	—	(58)

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts créateurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

⁴ 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 fournissons 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 31 mars 2017, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 20 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2016). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2017, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 20 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 31 mars 2017, 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.

Au premier trimestre de 2017, 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. 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 2016 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2016, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2016 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2017

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon ces nouvelles directives, 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 sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence significative sur notre bilan consolidé.

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 sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence 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 précisent que, lorsqu'une augmentation d'une participation rend cette participation admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, l'entité n'est pas tenue de

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

respecter l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon prospective, sans incidence 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 extinctions au moment où elles surviendront. Nous avons choisi de comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017; elles ont été appliquées de manière prospective et ont entraîné l'inscription d'un ajustement cumulatif de 12 millions de dollars aux bénéfices non répartis d'ouverture de 2017 et la comptabilisation d'un actif d'impôts reportés lié aux paiements à base d'actions versés aux salariés avant l'adoption de cette norme.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV »), il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017; elles ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification de nos conclusions en matière de consolidation.

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. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle en cinq étapes afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services. Elles exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront tirés des contrats en question et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme : 1) selon une approche entièrement rétrospective, avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou 2) selon une approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption. Nous évaluons actuellement les deux méthodes d'adoption dans le cadre de notre analyse.

Nous avons dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et nous nous affirons à analyser chaque contrat ou groupe de contrats, sur une base sectorielle, afin de déterminer les changements importants qu'aura la mise en application de la nouvelle norme sur la façon de comptabiliser les produits d'exploitation. À mesure que se poursuit notre analyse des contrats, nous quantifierons aussi l'incidence, le cas échéant, sur les produits d'exploitation des périodes précédentes. Nous apporterons tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant en termes de constatation aux obligations d'information de la nouvelle norme. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de cette norme sur nos états financiers consolidés et sur la préparation des informations à fournir pour nous y conformer.

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, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, précisent la méthode d'adoption préconisée à l'égard de chacune des composantes des directives. 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 la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le client doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour que l'arrangement soit considéré comme un contrat 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. Les preneurs à bail peuvent aussi 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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Nous dressons actuellement la liste des contrats de location existants qui pourraient avoir un effet sur nos états financiers consolidés par suite de l'adoption de ces nouvelles directives.

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 entreront en vigueur le 1^{er} 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.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intra-entités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert d'actifs intra-entités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'en avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Trésorerie soumise à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. Ces montants seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et seront appliquées de façon rétrospective. L'adoption anticipée est toutefois permise.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, l'adoption anticipée étant permise.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives sur nos états financiers consolidés.

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui raccourcissent la période d'amortissement de la prime sur certains titres d'emprunt rachetables acquis en exigeant des entités qu'elles amortissent la prime entre l'acquisition et la première date de rachat. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives et n'en avons pas encore déterminé l'effet sur nos états financiers consolidés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
BAlIA comparable		
Gazoducs – Canada	504	488
Gazoducs – États-Unis	720	338
Gazoducs – Mexique	140	53
Pipelines de liquides	312	296
Énergie	305	328
Siège social	(4)	(1)
BAlIA comparable	1 977	1 502
Amortissement	(510)	(454)
BAlI comparable	1 467	1 048
Postes particuliers :		
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(39)	(26)
Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	(11)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(8)	(10)
Résiliation des CAE en Alberta	—	(240)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	(4)
Activités de gestion des risques ¹	(56)	(125)
Bénéfice sectoriel	1 353	643

1 Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	1	(13)
Installations énergétiques aux États-Unis	(62)	(115)
Stockage de gaz naturel	5	5
Commercialisation des liquides	—	(2)
Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques	(56)	(125)

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017		2016			2015		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	3 391	3 619	3 632	2 751	2 503	2 851	2 944	2 631
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	643	(358)	(135)	365	252	(2 458)	402	429
Résultat comparable	698	626	622	366	494	453	440	397
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	0,74 \$	(0,43) \$	(0,17) \$	0,52 \$	0,36 \$	(3,47) \$	0,57 \$	0,60 \$
Résultat comparable par action	0,81 \$	0,75 \$	0,78 \$	0,52 \$	0,70 \$	0,64 \$	0,62 \$	0,56 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

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

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

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- 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.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

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

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont exclus :

- une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, relative à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL, qui sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- un recouvrement d'impôt de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs avait été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 sont exclus :

- une charge de 870 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente, qui comprend une perte de 863 millions de dollars, après les impôts, sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de 7 millions de dollars, après les impôts, relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars, après les impôts, sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une charge de 67 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars 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 restructuration de 6 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux pertes futures supplémentaires attendues aux termes de contrats de location. Ces charges avaient trait à une initiative de restructuration qui a débuté en 2015 visant à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

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;

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

- 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;
- 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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.

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Produits		
Gazoducs – Canada	882	818
Gazoducs – États-Unis	994	429
Gazoducs – Mexique	143	66
Pipelines de liquides	472	436
Énergie	900	754
	3 391	2 503
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	174	135
Charges d'exploitation et autres charges		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	990	715
Achats de produits de base revendus	543	470
Impôts fonciers	162	141
Amortissement	517	454
Charges de dépréciation d'actifs	—	211
	2 212	1 991
Perte sur la vente d'actifs	—	(4)
Charges financières		
Intérêts débiteurs	500	420
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(101)	(101)
Intérêts créditeurs et autres charges	(20)	(100)
	379	219
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	974	424
Charge d'impôts		
Exigibles	67	34
Reportés	133	36
	200	70
Bénéfice net	774	354
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	90	80
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	684	274
Dividendes sur les actions privilégiées	41	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	643	252
Bénéfice net par action ordinaire		
De base et dilué	0,74 \$	0,36 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)		
De base	866	702
Dilué	868	703

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Bénéfice net	774	354
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice		
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(82)	(212)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(1)	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	5	(39)
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	—	80
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	3	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	3
Autres éléments du résultat étendu (note 9)	(72)	(166)
Résultat étendu	702	188
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	50	(26)
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	652	214
Dividendes sur les actions privilégiées	41	22
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	611	192

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 31 mars	
	2017	2016
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	774	354
Amortissement	517	454
Charges de dépréciation d'actifs	—	211
Impôts reportés	133	36
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(174)	(135)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	219	259
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	3	11
Perte sur la vente d'actifs	—	4
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(64)	(57)
Pertes non réalisées sur les instruments financiers	41	71
Autres	8	5
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(155)	(132)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 302	1 081
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 560)	(836)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(42)	(67)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(192)	(170)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(995)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	6
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	363	—
Montants reportés et autres	(85)	52
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 516)	(2 010)
Activités de financement		
Billets à payer émis, montant net	670	1 176
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 992
Remboursements sur la dette à long terme	(1 051)	(1 357)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 982	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(300)	(365)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(23)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(80)	(62)
Actions ordinaires émis, déduction faite des frais d'émission	18	3
Actions ordinaires rachetées	—	(14)
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	92	24
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	(1 205)	—
Rentrées nettes liées aux activités de financement	87	1 374
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	5	(57)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(122)	388
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Au début de la période	1 016	850
Trésorerie et équivalents de trésorerie	894	1 238
À la fin de la période	894	1 238

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Bilan consolidé condensé

	31 mars 2017	31 décembre 2016
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	894	1 016
Débiteurs	2 120	2 075
Stocks	384	368
Actifs destinés à la vente	3 687	3 717
Autres	918	908
	8 003	8 084
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 22 696 \$ et 22 263 \$	55 353	54 475
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 262	6 544
Actifs réglementaires	1 325	1 322
Écart d'acquisition	13 849	13 958
Actifs incorporels et autres actifs	3 148	3 026
Placements restreints	699	642
	88 639	88 051
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 493	774
Créditeurs et autres	3 806	3 861
Dividendes à payer	557	526
Intérêts courus	549	595
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	60	86
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 669	1 838
	9 134	7 680
Passifs réglementaires	2 259	2 121
Autres passifs à long terme	1 134	1 183
Passifs d'impôts reportés	7 749	7 662
Dette à long terme	36 163	38 312
Billets subordonnés de rang inférieur	5 879	3 931
	62 318	60 889
Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat	82	1 179
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	20 308	20 099
Émises et en circulation : 31 mars 2017 – 867 millions d'actions		
31 décembre 2016 – 864 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	—	—
Bénéfices non répartis	1 115	1 138
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(992)	(960)
Participations assurant le contrôle	24 411	24 257
Participations sans contrôle	1 828	1 726
	26 239	25 983
	88 639	88 051

Engagements, éventualités et garanties (note 12)**Entités à détenteurs de droits variables** (note 13)**Événements postérieurs à la date de clôture** (note 14)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	20 099	12 102
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	19	3
Actions rachetées	—	(6)
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	190	—
Solde à la fin de la période	20 308	12 099
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	3 980	2 499
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	—	7
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	2	5
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	10	3
Incidence du rachat d'actions ordinaires	—	(8)
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP	—	(38)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	(171)	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	159	31
Solde à la fin de la période	—	—
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	1 138	2 769
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	684	274
Dividendes sur les actions ordinaires	(542)	(397)
Dividendes sur les actions privilégiées	(18)	(21)
Ajustement des paiements à base d'actions versés aux salariés (note 2)	12	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(159)	(31)
Solde à la fin de la période	1 115	2 594
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(960)	(939)
Autres éléments du résultat étendu	(32)	(60)
Solde à la fin de la période	(992)	(999)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	24 411	16 193
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 726	1 717
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	73	71
Portland Natural Gas Transmission System	8	9
Columbia Pipeline Partners LP	9	—
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(40)	(106)
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	92	24
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(17)	(4)
Reclassement depuis les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution	24	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(80)	(68)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	33	—
Solde à la fin de la période	1 828	1 643
Total des capitaux propres	26 239	17 836

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 ») 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 2016, 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 2016 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 2016 compris dans le rapport annuel de 2016 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 les secteurs des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice 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.

RE COURS 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 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 2016, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. Modifications comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2017

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon ces nouvelles directives, 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 sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective. Elles n'ont pas eu d'incidence significative sur le bilan consolidé de la société.

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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 sont entrées en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective. Elles n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

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 précisent que, lorsqu'une augmentation d'une participation rend cette participation admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, l'entité n'est pas tenue de respecter l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon prospective. Elles n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

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 extinctions au moment où elles surviendront. La société a opté pour la comptabilisation des extinctions au moment où elles surviendront. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont entraîné l'inscription d'un ajustement cumulatif de 12 millions de dollars aux bénéfices non répartis d'ouverture et la comptabilisation d'un actif d'impôts reportés lié aux paiements à base d'actions versés aux salariés avant l'adoption de cette norme.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une EDDV, il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification des conclusions de la société en matière de consolidation.

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. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle en cinq étapes afin de refléter le transfert des biens ou services promis aux clients selon un montant qui tient compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services. Elles exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront tirés des contrats en question et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra. La société adoptera la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme : 1) selon une approche entièrement rétrospective, avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou 2) selon une approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption. La société évalue actuellement les deux méthodes d'adoption dans le cadre de son analyse.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

La société a dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et elle analyse actuellement chaque contrat ou groupe de contrats, sur une base sectorielle, afin de déterminer les changements importants qu'aura la mise en application de la nouvelle norme sur la façon de comptabiliser les produits d'exploitation. À mesure que la société poursuit son analyse des contrats, elle quantifiera aussi l'incidence, le cas échéant, sur les produits d'exploitation des périodes précédentes. La société apportera tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux exigences en termes de constatation et aux obligations d'information de la nouvelle norme. La société est actuellement à évaluer l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés et sur la préparation des informations à fournir pour s'y conformer.

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 qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 précisent la méthode d'adoption préconisée à l'égard de chacune des composantes des directives. 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 la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le client doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour que l'arrangement soit considéré comme un contrat 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. Les preneurs à bail peuvent aussi 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 entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019. La société dresse actuellement la liste des contrats de location existants qui pourraient avoir un effet sur ses états financiers consolidés par suite de l'adoption de ces nouvelles directives.

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 entreront en vigueur le 1^{er} 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.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intra-entités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert intra-entités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, 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.

Trésorerie soumise à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. Ces montants seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et seront appliquées de façon rétrospective. L'adoption anticipée est toutefois permise.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, l'adoption anticipée étant permise.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives sur ses états financiers consolidés.

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui raccourcissent la période d'amortissement de la prime sur certains titres d'emprunts rachetables acquis en exigeant des entités qu'elles amortissent la prime entre l'acquisition et la première date de rachat. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. 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.

3. Informations sectorielles

trimestre clos le 31 mars 2017 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	882	994	143	472	900	—	3 391
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	65	6	—	100	—	174
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(312)	(295)	(9)	(145)	(196)	(33)	(990)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(543)	—	(543)
Impôts fonciers	(69)	(47)	—	(23)	(23)	—	(162)
Amortissement	(222)	(156)	(22)	(77)	(40)	—	(517)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	282	561	118	227	198	(33)	1 353
Intérêts débiteurs							(500)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							101
Intérêts créditeurs et autres							20
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							974
Charge d'impôts							(200)
Bénéfice net							774
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(90)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							684
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							643

trimestre clos le 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	818	429	66	436	754	—	2 503
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	48	—	—	84	—	135
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(260)	(118)	(13)	(129)	(168)	(27)	(715)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(470)	—	(470)
Impôts fonciers	(73)	(21)	—	(23)	(24)	—	(141)
Amortissement	(216)	(67)	(8)	(72)	(91)	—	(454)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(211)	—	(211)
Perte au titre des actifs destinés à la vente	—	(4)	—	—	—	—	(4)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	272	267	45	212	(126)	(27)	643
Intérêts débiteurs							(420)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							101
Intérêts créditeurs et autres							100
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							424
Charge d'impôts							(70)
Bénéfice net							354
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(80)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							274
Dividendes sur les actions privilégiées							(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							252

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2017	31 décembre 2016
Gazoducs – Canada	16 255	15 816
Gazoducs – États-Unis	34 934	34 422
Gazoducs – Mexique	5 230	5 013
Pipelines de liquides	16 995	16 896
Énergie	12 832	13 169
Siège social	2 393	2 735
	88 639	88 051

4. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE**Actifs d'électricité du nord-est des États-Unis**

Le plan de monétisation adopté par la société relativement à son entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis visant le financement permanent d'une partie de l'acquisition de Columbia englobe 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^{er} novembre 2016, la société a conclu des ententes visant la vente de la totalité de ces actifs, sauf pour ce qui est de TCPM.

La vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power à un tiers pour un produit d'environ 2,2 milliards de dollars US devrait se réaliser au deuxième trimestre de 2017. De ce fait, la société a inscrit une perte d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) en 2016 qui comprend l'incidence de gains de change estimatifs de 70 millions de dollars devant être reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net à la clôture. Au 31 mars 2017, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie et inscrits à leur juste valeur, diminuée des coûts de la vente, fondée sur le produit attendu à la clôture de la vente.

Au 31 mars 2017, les actifs et passifs afférents à TC Hydro ont également été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie. Par la suite, le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit brut de 1,065 milliard de dollars US, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture. Par conséquent, le 19 avril 2017, la société a inscrit un gain sur la vente d'environ 710 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts), qui comprend l'incidence de gains de change estimatifs de 5 millions de dollars. Le produit reçu a été affecté à la réduction de l'encours de la facilité de crédit-relais d'acquisition.

Au 31 mars 2017, TCPM ne répondait pas aux critères pour être classée comme étant destinée à la vente.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Le tableau suivant présente le détail des actifs et passifs destinés à la vente au 31 mars 2017.

(en millions de dollars)	US	CA ¹
Actifs destinés à la vente		
Débiteurs	10	13
Stocks	56	74
Autres actifs à court terme	73	97
Immobilisations corporelles	2 242	2 986 ²
Actifs incorporels et autres actifs	335	447
Gains de change	—	70 ³
Total des actifs destinés à la vente	2 716	3 687
Passifs liés aux actifs destinés à la vente		
Créditeurs et autres	21	28
Autres passifs à long terme	24	32
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente	45	60

¹ Au 31 mars 2017, le taux de change était de 1,33 \$.

² Ces données comprennent un montant de 17 millions de dollars (13 millions de dollars US) afférent à une installation gazière destinée à la vente dans le secteur des gazoducs aux États-Unis.

³ Les gains de change se rapportant aux participations dans Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net à la clôture des ventes respectives.

5. Impôts sur le bénéfice

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2017 et 2016 étaient de 21 % et de 17 % respectivement. Le taux d'imposition effectif élevé en 2017 découle principalement des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

6. Dette à long terme

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2017 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition ¹	500 \$ US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300 \$	5,10 %

¹ Cette facilité a été mise en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et porte intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, TransCanada a capitalisé des intérêts de 45 millions de dollars (41 millions de dollars en 2016) relativement à des projets d'investissement.

7. Billets subordonnés de rang inférieur émis

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES	Mars 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mars 2077	1 500 \$ US	5,55 %

¹ En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, ou autres obligations de TCPL.

² Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En mars 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2017-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,30 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,55 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOL de trois mois majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté à compter de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOL de trois mois majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

8. Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat

Acquisition de Columbia Pipeline Partners LP

Le 17 février 2017, la société a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») détenues dans le public pour un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre sociétés sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2016, le montant intégral de 1 073 millions de dollars (799 millions de dollars US) relatif à la participation sans contrôle de la société dans CPPL a été constaté au titre des parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé condensé.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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

Au 31 mars 2017, un montant de 82 millions de dollars (63 millions de dollars US) (106 millions de dollars (82 millions de dollars US) au 31 décembre 2016) a été constaté au titre des parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé condensé. En mars 2017, les droits de résolution sur 0,4 million de parts ordinaires de TC PipeLines, LP ont expiré et un montant de 24 millions de dollars a été reclassé dans les capitaux propres. La société a continué de classer le montant de 82 millions de dollars relatif aux 1,2 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. Au 31 mars 2017, aucun porteur de part n'avait réclamé des droits de résolution ou essayé d'exercer ces droits à ce jour. Le reste de ces droits de résolution expire un an suivant la date d'achat des parts qui se situe entre le 1^{er} avril 2016 et le 19 mai 2016.

9. Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

trimestre clos le 31 mars 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(88)	6	(82)
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 de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(2)	3
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu	(75)	3	(72)

trimestre clos le 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(210)	(2)	(212)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	1	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(54)	15	(39)
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	120	(40)	80
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu	(138)	(28)	(166)

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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

trimestre clos le 31 mars 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2017	(376)	(28)	(208)	(348)	(960)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(42)	4	—	—	(38)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	3	3	6
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net ³	(42)	4	3	3	(32)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2017	(418)	(24)	(205)	(345)	(992)

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

² Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes de 41 millions de dollars et de gains de 1 million de dollars, respectivement, au titre des participations sans contrôle.

³ Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 2 millions de dollars (1 million de dollars après les impôts) au 31 mars 2017. 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 ¹		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 31 mars	2017	
Couvertures de flux de trésorerie			
Produits de base	4	(82)	Produits (Énergie)
Change	—	(34)	Intérêts créateurs et autres
Taux d'intérêt	(4)	(4)	Intérêts débiteurs
	—	(120)	Total avant les impôts
	—	40	Charge d'impôts
	—	(80)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement de la perte actuarielle	(4)	(5)	Coûts d'exploitation des centrales ²
	2	1	Charge d'impôts
	(2)	(4)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Bénéfice tiré des participations	(4)	(4)	
	1	1	Charge d'impôts
	(3)	(3)	Déduction faite des impôts

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

² Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 10 pour un complément d'information.

10. Avantages postérieurs au départ à la retraite

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD ») et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2017	2016	2017	2016
Coût des services rendus	29	26	1	1
Coût financier	34	30	4	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(50)	(40)	(5)	—
Amortissement de la perte actuarielle	4	4	—	1
Amortissement de l'actif réglementaire	6	4	—	—
Coût net des prestations constaté	23	24	—	4

Depuis le 1^{er} avril 2017, la société n'offre plus son régime PD aux États-Unis aux nouveaux participants non syndiqués. À compter du 1^{er} avril 2017, tous les nouveaux employés non syndiqués participeront au régime à cotisations déterminées (« régime CD ») existant. Les employés américains non syndiqués qui participent actuellement au régime CD se verront offrir pour une dernière fois la possibilité de participer au régime PD en date du 1^{er} janvier 2018.

11. 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 31 mars 2017, 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 31 mars 2017, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, aucune concentration notable du risque de crédit et aucune créance irrécouvrable importante au cours de la période.

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, à des contrats et à des options de change à terme libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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

Le tableau suivant présente le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2017	31 décembre 2016
Montant nominal	28 400 (21 400 US)	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	31 500 (23 600 US)	29 400 (21 900 US)

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2017		31 décembre 2016	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2017 à 2019) ²	(337)	2 000 US	(425)	2 350 US
Contrats de change à terme en dollars US	—	—	(7)	150 US
	(337)	2 000 US	(432)	2 500 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Les gains réalisés nets de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2017 (gains de 2 millions de dollars en 2016) 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 créiteurs 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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)	31 mars 2017		31 décembre 2016	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir ¹	115	158	165	211
Dette à court terme et à long terme ^{2,3}	(38 832)	(43 770)	(40 150)	(45 047)
Billets subordonnés de rang inférieur	(5 879)	(6 021)	(3 931)	(3 825)
	(44 596)	(49 633)	(43 916)	(48 661)

¹ Les billets à recevoir sont inclus dans les actifs destinés à la vente au bilan consolidé condensé. La juste valeur est calculée en fonction des modalités initiales du contrat.

² La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 850 millions de dollars US (850 millions de dollars US au 31 décembre 2016) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

³ Le bénéfice net consolidé pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comprend des gains non réalisés de 2 millions de dollars (pertes de 12 millions de dollars en 2016) 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 850 millions de dollars US au 31 mars 2017 (850 millions de dollars US au 31 décembre 2016). 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)	31 mars 2017		31 décembre 2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²
Justes valeurs¹				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	—	27	—	19
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	—	106	—	117
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	13	—	9	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	572	—	513	—
	585	133	522	136

¹ 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.

² 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)	31 mars 2017		31 mars 2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets non réalisés				
du trimestre clos	2	—	5	1

¹ Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.

² Les gains et les pertes 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.

Présentation au bilan des instruments dérivés

Au 31 mars 2017, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 mars 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	9	—	—	387	396
Change	—	—	4	9	13
Taux d'intérêt	2	—	—	2	4
	11	—	4	398	413
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	3	—	—	141	144
Change	—	—	8	—	8
Taux d'intérêt	1	—	—	—	1
	4	—	8	141	153
Total des actifs dérivés	15	—	12	539	566
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	—	—	—	(373)	(373)
Change	—	—	(209)	(22)	(231)
Taux d'intérêt	(1)	(2)	—	—	(3)
	(1)	(2)	(209)	(395)	(607)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(1)	—	—	(192)	(193)
Change	—	—	(140)	—	(140)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	(1)	(1)	(140)	(192)	(334)
Total des passifs dérivés	(2)	(3)	(349)	(587)	(941)
Total des dérivés	13	(3)	(337)	(48)	(375)

¹ La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Au 31 décembre 2016, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	6	—	—	351	357
Change	—	—	6	10	16
Taux d'intérêt	1	1	—	1	3
	7	1	6	362	376
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	4	—	—	118	122
Change	—	—	10	—	10
Taux d'intérêt	1	—	—	—	1
	5	—	10	118	133
Total des actifs dérivés	12	1	16	480	509
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	—	—	—	(330)	(330)
Change	—	—	(237)	(38)	(275)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(1)	(1)	(237)	(368)	(607)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(118)	(118)
Change	—	—	(211)	—	(211)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	—	(1)	(211)	(118)	(330)
Total des passifs dérivés	(1)	(2)	(448)	(486)	(937)
Total des dérivés	11	(1)	(432)	(6)	(428)

¹ La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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 se présentent comme suit :

au 31 mars 2017	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
(non audité)					
Achats ¹	104 858	222	12	—	—
Ventes ¹	66 420	202	14	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 513 US	2 600 US
Millions de pesos mexicains	—	—	—	500 MXN	—
Dates d'échéance	2017-2021	2017-2020	2017	2017-2018	2017-2019

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

au 31 décembre 2016	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
(non audité)					
Achats ¹	86 887	182	6	—	—
Ventes ¹	58 561	147	6	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 394 US	1 550 US
Dates d'échéance	2017-2021	2017-2020	2017	2017	2017-2019

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

(Pertes) gains réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période		
Produits de base ²	(56)	(67)
Change	15	27
Taux d'intérêt	1	—
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(48)	(95)
Change	(4)	44
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période		
Produits de base	6	(73)
Change	5	(63)
Taux d'intérêt	1	2

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

² 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 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 9) 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 31 mars	
	2017	2016
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base	5	(16)
Change	—	(35)
Taux d'intérêt	1	(3)
	6	(54)
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	(4)	82
Change ³	—	34
Taux d'intérêt ⁴	4	4
	—	120
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	—	(58)
	—	(58)

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts créateurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

⁴ 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 31 mars 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	540	(333)	207
Change	21	(20)	1
Taux d'intérêt	5	(2)	3
Total	566	(355)	211
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(566)	333	(233)
Change	(371)	20	(351)
Taux d'intérêt	(4)	2	(2)
Total	(941)	355	(586)

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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 2016 :

au 31 décembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	479	(362)	117
Change	26	(26)	—
Taux d'intérêt	4	(1)	3
Total	509	(389)	120
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(448)	362	(86)
Change	(486)	26	(460)
Taux d'intérêt	(3)	1	(2)
Total	(937)	389	(548)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 mars 2017, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 310 millions de dollars (305 millions de dollars au 31 décembre 2016) et des lettres de crédit de 22 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2016). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant au 31 décembre 2016) et des lettres de crédit de 3 millions de dollars (3 millions de dollars au 31 décembre 2016) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 mars 2017.

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 31 mars 2017, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette crééditrice de 20 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2016) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2017, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 20 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016). 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 2017, est classée comme suit :

au 31 mars 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) ¹	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	82	433	25	540
Change	—	21	—	21
Taux d'intérêt	—	5	—	5
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(64)	(487)	(15)	(566)
Change	—	(371)	—	(371)
Taux d'intérêt	—	(4)	—	(4)
	18	(403)	10	(375)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du trimestre clos le 31 mars 2017.

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

La juste valeur des actifs et des passifs 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 31 décembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	134	326	19	479
Change	—	26	—	26
Taux d'intérêt	—	4	—	4
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(102)	(343)	(3)	(448)
Change	—	(486)	—	(486)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	(3)
	32	(476)	16	(428)

¹ 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 2016.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Solde au début de la période	16	9
Transferts depuis le niveau 3	(4)	(3)
Ventes	(2)	(1)
Règlements	—	1
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	—	3
Solde à la fin de la période ¹	10	9

¹ Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, les produits comprennent des pertes non réalisées inférieures à 1 million de dollars, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 31 mars 2017 (gains de 2 millions de dollars en 2016).

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 variation inférieure à 1 million de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 mars 2017.

12. Engagements, éventualités et garanties

ENGAGEMENTS

Au 31 mars 2017, les engagements de TransCanada en vertu de contrats de location-exploitation comprenaient des paiements futurs afférents à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. À la clôture de la vente de Ravenswood, les engagements de TransCanada devraient diminuer de 3 millions de dollars en 2017, de 53 millions de dollars en 2018, de 35 millions de dollars en 2019 et de 105 millions de dollars en 2022 et par la suite.

ÉVENTUALITÉS

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.

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel américain autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. TransCanada a retiré sa réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que sa contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains.

GARANTIES

TransCanada et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis les obligations relativement aux services de construction au cours de la construction du gazoduc.

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.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par 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)	Durée	au 31 mars 2017		au 31 décembre 2016	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	758	10	805	53
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018	88	1	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	111	16	87	28
		957	27	980	82

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

13. Entités à détenteurs de droits variables

La société consolide un certain nombre d'entités qui sont considérées comme des 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

PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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.

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.

	31 mars	31 décembre
	2017	2016
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	92	77
Débiteurs	62	71
Stocks	24	25
Autres	7	10
	185	183
Immobilisations corporelles	3 627	3 685
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	595	606
Écart d'acquisition	521	525
Actifs incorporels et autres actifs	1	1
	4 929	5 000
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	94	80
Intérêts courus	22	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	72	76
	188	177
Passifs réglementaires	34	34
Autres passifs à long terme	4	4
Passifs d'impôts reportés	7	7
Dette à long terme	2 723	2 827
	2 956	3 049

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 :

	31 mars 2017	31 décembre 2016
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 642	4 964
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	176	163
Risque maximal de perte	4 818	5 127

14. Événements postérieurs à la date de clôture

Actifs d'électricité du nord-est des États-Unis

TC Hydro

Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit brut de 1,065 milliard de dollars US, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture. Le produit reçu a servi à réduire la facilité de crédit-relais d'acquisition de Columbia. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

Vente d'Iroquois et de PNGTS à TC PipeLines, LP

Le 4 mai 2017, la société a annoncé des ententes visant la vente d'une participation de 49,3 % dans Iroquois Gas Transmission System, LP (« Iroquois ») et de sa participation résiduelle de 11,8 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à sa société en commandite cotée en bourse TC PipeLines, LP pour une somme de 765 millions de dollars US. La transaction se compose d'un montant en trésorerie de 597 millions de dollars US et de la prise en charge proportionnelle de la dette de 168 millions de dollars US d'Iroquois et de PNGTS. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au milieu de 2017.