

TransCanada présente des résultats financiers solides au deuxième trimestre de 2016 L'acquisition de Columbia favorise la croissance future de la société

CALGARY (Alberta) – **Le 28 juillet 2016** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du deuxième trimestre de 2016 s'était chiffré à 365 millions de dollars (0,52 \$ par action), comparativement à 429 millions de dollars (0,60 \$ par action) pour la même période en 2015. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 a atteint 366 millions de dollars (0,52 \$ par action), comparativement à 397 millions de dollars (0,56 \$ par action) pour la même période en 2015. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,565 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2016, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,26 \$ par action ordinaire.

« Notre portefeuille d'actifs d'infrastructures énergétiques de grande qualité a continué de générer un bon rendement au cours du deuxième trimestre de 2016, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le bénéfice net a subi l'incidence des paiements uniques de versements équivalant au dividende sur les reçus de souscription liés à l'acquisition de Columbia, et le résultat comparable rend essentiellement compte des activités d'entretien prévues de Bruce Power, qui comprenaient notamment un arrêt d'exploitation de l'enceinte de confinement qui doit être inspectée à peu près tous les dix ans. Grâce à l'acquisition de Columbia et maintenant que les travaux d'entretien prévus de Bruce Power sont pratiquement terminés, nous sommes positionnés pour dégager de solides résultats. »

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a clôturé l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») d'un montant de 13 milliards de dollars US comprenant un prix d'achat d'environ 10,3 milliards de dollars US et la dette de Columbia d'environ 2,7 milliards de dollars US. Les reçus de souscription émis en avril pour financer une portion de l'acquisition de Columbia ont été échangés contre des actions ordinaires après la clôture de l'acquisition.

« L'acquisition de Columbia raffermi la position de TransCanada à titre de société d'infrastructures énergétiques de premier plan en Amérique du Nord grâce à l'ajout d'un vaste réseau de gazoducs reliant les bassins d'approvisionnement gazier les plus productifs du continent aux marchés les plus intéressants, a ajouté M. Girling. Les actifs de Columbia s'intègrent très bien à nos activités existantes et nous nous attendons à en tirer des synergies considérables et une croissance soutenue au cours des prochaines années. Notre portefeuille de projets d'investissements à court terme dominant dans l'industrie, d'une valeur de 25 milliards de dollars, s'appuie sur un ensemble solide de pipelines et d'actifs énergétiques stables et fiables qui soutient et pourrait accroître la croissance annuelle prévue de notre dividende de 8 % à 10 % jusqu'en 2020. »

Points saillants

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

- Résultats financiers du deuxième trimestre
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 365 millions de dollars (0,52 \$ par action)
 - Résultat comparable de 366 millions de dollars (0,52 \$ par action)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,4 milliard de dollars

- Fonds provenant de l'exploitation totalisant 831 millions de dollars, comprenant un montant de 109 millions de dollars lié au paiement des versements équivalant au dividende sur les reçus de souscription
- Flux de trésorerie distribuables comparables de 698 millions de dollars (0,99 \$ par action ordinaire)
- Dividende trimestriel de 0,565 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2016
- Le 1^{er} juillet 2016, conclusion de l'acquisition de Columbia pour un montant de 13 milliards de dollars US comprenant un prix d'achat d'environ 10,3 milliards de dollars US et la dette de Columbia d'environ 2,7 milliards de dollars US
- Le 4 juillet 2016, échange de 96,6 millions de reçus de souscription contre le même nombre d'actions ordinaires
- Obtention par la coentreprise formée avec IEnova d'un contrat de 2,1 milliards de dollars US pour construire le gazoduc Sur de Texas – Tuxpan au Mexique; TransCanada détient une participation de 60 % dans cette coentreprise et exploitera le gazoduc
- Annonce du rétablissement de l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % aux termes du régime de réinvestissement des dividendes de TransCanada à compter du dividende déclaré le 27 juillet 2016
- Poursuite de la monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 64 millions de dollars par rapport à la même période en 2015 pour s'établir à 365 millions de dollars (0,52 \$ par action). Le deuxième trimestre de 2016 comprend une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia, principalement attribuables au paiement des versements équivalant au dividende sur les reçus de souscription, une charge de restructuration nette de 10 millions de dollars après les impôts liée aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location et une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation du projet Keystone XL. Tous ces postes particuliers sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 s'est établi à 366 millions de dollars (0,52 \$ par action), comparativement à 397 millions de dollars (0,56 \$ par action) pour la même période en 2015. Le résultat comparable a baissé pour la période en raison de l'augmentation des intérêts débiteurs par suite de l'émission de titres d'emprunt et de la diminution des intérêts capitalisés, de l'accroissement du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus aux fins de l'entretien à Bruce Power, de la baisse des volumes sur les oléoducs Keystone et Marketlink et du résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest. Ces facteurs ont été en partie compensés par des gains réalisés en 2016 comparativement à des pertes réalisées en 2015 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition au change, la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, le résultat à la hausse d'ANR découlant de l'augmentation des produits tirés du transport et de la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et la progression du résultat des installations énergétiques aux États-Unis surtout grâce au résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood.

Suivent les faits marquants récents :

Siège social :

- **Acquisition de Columbia Pipeline Group** : Le 1^{er} juillet 2016, nous avons conclu l'acquisition de Columbia pour un montant de 13 milliards de dollars US comprenant un prix d'achat d'environ 10,3 milliards de dollars US et la dette de Columbia d'environ 2,7 milliards de dollars US. L'acquisition a été initialement financée à même le produit de 4,4 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription,

des facilités de crédit-relais totalisant 6,9 milliards de dollars US et des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne. Après la clôture de l'acquisition, ces reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Nous ciblons des coûts, des produits et des avantages de financement annuels de 250 millions de dollars US pour les deux prochains exercices et prévoyons que l'acquisition, déduction faite du financement et de la monétisation d'actifs prévue, contribuera au bénéfice par action pour le premier exercice complet de propriété.

- **Monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique :** Le financement permanent de l'acquisition de Columbia Pipeline Group suppose une gestion de portefeuille faisant appel à la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique. L'embauche de conseillers est terminée et les phases initiales de sollicitation des parties intéressées progressent bien. Nous prévoyons faire une annonce concernant l'issue de ce processus d'ici la fin de 2016. Le produit de la monétisation servira à rembourser les prélèvements faits sur les facilités de crédit-relais.
- **Stratégie concernant les sociétés en commandite cotées en bourse :** Le 1^{er} juillet 2016, nous avons annoncé que nous avons retenu les services d'un conseiller financier pour nous aider à élaborer une stratégie concernant nos sociétés en commandite cotées en bourse. Une décision à cet égard devrait être rendue publique d'ici la fin de 2016.
- **Déclaration d'un dividende :** Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,565 \$ par action pour le trimestre devant être clos le 30 septembre 2016 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 2,26 \$ par action ordinaire.
- **Régime de réinvestissement des dividendes :** Nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % aux termes du régime de réinvestissement des dividendes de TransCanada, à compter du dividende déclaré le 27 juillet 2016.
- **Placements de titres d'emprunt :** Au cours du deuxième trimestre, TransCanada a réuni 300 millions de dollars au moyen de billets à moyen terme à sept ans à 3,69 % et 700 millions de dollars au moyen de billets à trente ans à 4,35 % au Canada. En outre, ANR a réalisé le placement privé de 240 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis à dix ans à 4,14 % aux États-Unis.

Gazoducs :

- **Réseau de NGTL :** Au deuxième trimestre de 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 450 millions de dollars, et d'autres installations d'une valeur de 400 millions de dollars sont approuvées et en cours de construction. De nouveaux contrats de livraison à long terme sur le réseau de NGTL vers la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (le projet de croisement de Sundre) nécessiteront la construction d'une nouvelle installation, d'une valeur approximative de 135 millions de dollars, qui n'était pas prévue dans notre programme d'installations de 2018. Nous nous affairons à évaluer la demande additionnelle. Nous avons entrepris la réévaluation des spécifications des installations prévues afin qu'elles répondent à l'ensemble des exigences futures de service du réseau. Il sera probablement nécessaire de modifier quelque peu le profil de nos dépenses d'investissement de façon que celles-ci soient adaptées aux nouvelles dates de mise en service des installations. Le total des dépenses d'investissement prévues pour le réseau de NGTL reste fixé à environ 7,3 milliards de dollars et englobe le projet de croisement de Sundre et les gazoducs North Montney et Merrick. Nous nous attendons à reporter des dépenses d'environ 225 millions de dollars prévues dans le programme de 2016-2017 et de 210 millions de dollars prévues dans le programme de 2018 à l'égard d'installations dont la mise en service révisée aura lieu entre 2018 et 2020.

- **Gazoduc Sur de Texas – Tuxpan** : Le 13 juin 2016, nous avons annoncé que la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova avait été choisie pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc devant relier Sur de Texas à Tuxpan, au Mexique, projet de 2,1 milliards de dollars US. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 2,6 milliards de pieds cubes par jour conclu avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »). TransCanada détient une participation de 60 % dans la coentreprise et en exploitera les actifs. Nous prévoyons investir environ 1,3 milliard de dollars US dans le partenariat pour réaliser la construction du gazoduc d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 kilomètres (« km ») (497 milles), dont la mise en service est prévue pour la fin de 2018. Le gazoduc commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État mexicain de Veracruz. Le gazoduc sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tuxpan – Tula de TransCanada ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.
- **Gazoduc Tula – Villa de Reyes** : Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Tula – Villa de Reyes au Mexique. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 886 millions de pieds cubes par jour conclu avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 550 millions de dollars US dans un gazoduc d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 420 km (261 milles) dont la mise en service est prévue pour le début de 2018. Le gazoduc s'étendra de Tula, dans l'État du Hidalgo, jusqu'à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí, transportant du gaz naturel vers les centrales électriques du centre du pays. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tuxpan – Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.
- **Dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4** : En janvier 2016, ANR a déposé auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de transport maximaux. En février 2016, la FERC a délivré une ordonnance selon laquelle les tarifs d'ANR ont été acceptés et suspendus et les modifications tarifaires prendront effet le 1^{er} août 2016, sous réserve d'un remboursement et de l'issue d'une audience. De plus, en mars 2016, la FERC a établi un calendrier de procédure pour l'audience et nommé un juge de règlement pour assister les parties dans leurs négociations de règlement. L'audience est actuellement prévue au début de février 2017.
- **Coastal GasLink** : Le 11 juillet 2016, les participants à la coentreprise avec LNG Canada ont annoncé qu'ils reportaient la décision d'investissement finale concernant le projet d'installations de gaz naturel liquéfié à Kitimat, en Colombie-Britannique. Jusqu'ici, aucune date future n'a été arrêtée pour la décision d'investissement finale. Étant donné cette annonce, TransCanada s'affaire avec LNG Canada à l'établissement d'un échéancier approprié pour l'aménagement et les travaux du gazoduc Coastal GasLink.

Pipelines de liquides :

- **Latéral et terminal de Houston** : En juillet 2016, nous avons commencé les transactions commerciales visant les livraisons du mois d'août au pipeline latéral et au terminal de Houston, qui prolongent le réseau d'oléoducs de Keystone vers les raffineries de Houston, au Texas. La capacité de stockage initiale du terminal est de 700 000 barils de pétrole brut.
- **Oléoduc Énergie Est** : Le 17 mai 2016, nous avons présenté à l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») une demande consolidée d'autorisation concernant Énergie Est. Le 16 juin 2016, Énergie Est a franchi un jalon important, l'ONÉ ayant établi que la demande relative au projet était suffisamment exhaustive pour que le processus d'examen réglementaire officiel puisse débuter. Cette déclaration d'exhaustivité marque le début du processus d'examen obligatoire de 21 mois par l'ONÉ, qui aboutit par la formulation d'une recommandation officielle adressée au gouverneur en conseil (cabinet fédéral). Le gouverneur en conseil disposera alors de six mois pour décider s'il approuve le projet et, le cas échéant, à quelles conditions.

Énergie :

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

Téléconférence et webémission :

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 28 juillet 2016 pour discuter des résultats financiers du deuxième trimestre de 2016. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur, Expansion des affaires et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entreprendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 9 h (HR) ou 11 h (HE).

Les membres du milieu des placements et les autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.225.6564 ou le 416.340.2220 (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 4 août 2016; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 1967464.

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

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TransCanada et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances

et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective, fournie à la date à laquelle elle est présentée dans le présent communiqué, et ne devrait pas utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires daté du 27 juillet 2016 et le rapport annuel de 2015 de TransCanada qui sont accessibles dans notre site Web au www.transcanada.com ou 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 BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les fonds provenant de l'exploitation, le résultat comparable par action et les flux de trésorerie distribuables comparables par action, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 27 juillet 2016.

- 30 -

Renseignements aux médias :

Mark Cooper ou Terry Cunha
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta ou Stuart Kempel
403.920.7911 ou 800.361.6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Deuxième trimestre de 2016

Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice				
Produits	2 751	2 631	5 254	5 505
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	365	429	617	816
par action ordinaire – de base et dilué	0,52 \$	0,60 \$	0,88 \$	1,15 \$
BAIIA comparable ¹	1 369	1 367	2 871	2 898
Résultat comparable ¹	366	397	860	862
par action ordinaire ¹	0,52 \$	0,56 \$	1,22 \$	1,22 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation ¹	831	1 061	1 956	2 214
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	218	(92)	138	(485)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 049	969	2 094	1 729
Flux de trésorerie distribuables comparables¹				
par action ordinaire ¹	0,99 \$	1,21 \$	2,37 \$	2,56 \$
Activités d'investissement				
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	982	966	1 818	1 772
– projets en cours d'aménagement	90	172	157	335
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	114	105	284	198
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	4	—	999	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$	1,13 \$	1,04 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
Moyenne de la période	703	709	703	709
Fin de la période	703	709	703	709

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation, 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

27 juillet 2016

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis. Il est entendu que, comme notre acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») n'a été menée à terme que le 1^{er} juillet 2016, cette entreprise n'était pas encore une filiale au cours de la période close le 30 juin 2016 et que ses résultats n'ont pas été pris en compte dans nos états financiers consolidés condensés du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2016.

Le présent rapport devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2015.

Au sujet de la présente publication

Les termes « **la société** », « **elle** », « **sa** », « **ses** », « **nous** », « **notre** », « **nos** » et « **TransCanada** » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire contenu dans notre rapport annuel de 2015. Tous les renseignements sont en date du 27 juillet 2016 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- les changements prévus touchant notre entreprise, notamment la cession de certains actifs;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

- notre capacité de réaliser les avantages attendus de l'acquisition de Columbia;
- le moment et l'exécution de nos ventes d'actifs prévues;
- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipeliniers;
- 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;

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2015.

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

POUR UN COMPLÈMENT 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

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

BAIIA et BAIL

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

Fonds provenant de l'exploitation

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

Flux de trésorerie distribuables

Les flux de trésorerie distribuables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation majorés des distributions sur les activités d'exploitation reçues en excédent de la quote-part du bénéfice des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Voir la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Mesures comparables

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

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

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

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements et des ajustements d'impôts sur le bénéfice et des modifications apportées aux taux en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

- des coûts de restructuration;
- la dépréciation d'actifs et d'investissements, y compris les coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- des coûts d'acquisition.

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

Résultats consolidés – deuxième trimestre de 2016

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

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Gazoducs	592	517	1 199	1 105
Pipelines de liquides	204	247	422	489
Énergie	378	262	256	471
Siège social	(58)	(32)	(118)	(63)
Total du bénéfice sectoriel	1 116	994	1 759	2 002
Intérêts débiteurs	(514)	(331)	(934)	(649)
Intérêts créditeurs et autres	117	81	318	67
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	719	744	1 143	1 420
Charge d'impôts	(274)	(250)	(344)	(457)
Bénéfice net	445	494	799	963
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(52)	(40)	(132)	(99)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	393	454	667	864
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(25)	(50)	(48)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	365	429	617	816
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,52 \$	0,60 \$	0,88 \$	1,15 \$

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 64 millions de dollars et de 199 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2015. Les résultats de 2016 comprennent les éléments suivants :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts inscrite au premier trimestre sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 113 millions de dollars au deuxième trimestre et de 139 millions de dollars depuis le début de l'exercice au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia. Au deuxième trimestre, une somme de 109 millions de dollars consistait en versements équivalant au dividende payés sur les reçus de souscription émis dans le cadre du financement permanent de la transaction, une somme de 10 millions de dollars (36 millions de dollars pour le

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

semestre), en coûts d'acquisition et un montant de 6 millions de dollars était constitué des intérêts créditeurs sur les fonds entiercés;

- une charge après les impôts de 9 millions de dollars au deuxième trimestre et de 15 millions de dollars depuis le début de l'exercice au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge après les impôts de 10 millions de dollars inscrite au deuxième trimestre au titre des charges de restructuration se rapportant essentiellement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Les résultats de 2015 comprenaient les éléments suivants :

- un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015;
- une charge après les impôts de 8 millions de dollars pour des indemnités de cessation d'emploi découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs en raison des délais survenus pour certains projets majeurs et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité et l'efficience de notre exploitation.

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le résultat comparable a diminué de 31 millions de dollars et de 2 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2015. Il en est question à la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable » ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	365	429	617	816
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	176	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	113	—	139	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	9	—	15	—
Charges de restructuration	10	8	10	8
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	3	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	34	—	34
Activités de gestion des risques ¹	(131)	(74)	(100)	4
Résultat comparable	366	397	860	862
Bénéfice net par action ordinaire	0,52 \$	0,60 \$	0,88 \$	1,15 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	0,25	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	0,16	—	0,20	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,01	—	0,02	—
Charges de restructuration	0,01	0,01	0,01	0,01
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	0,05	—	0,05
Activités de gestion des risques	(0,18)	(0,10)	(0,14)	0,01
Résultat comparable par action	0,52 \$	0,56 \$	1,22 \$	1,22 \$

1

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	20	29	7	7
Installations énergétiques aux États-Unis	204	51	89	(17)
Commercialisation des liquides	4	—	2	—
Stockage de gaz naturel	—	(1)	5	—
Change	(4)	30	49	1
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(93)	(35)	(52)	5
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	131	74	100	(4)

Le résultat comparable a diminué de 31 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres qui découle de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés et des gains réalisés en 2016 comparativement aux pertes réalisées en 2015 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des intérêts débiteurs attribuable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

- la régression du résultat de Bruce Power, principalement imputable à un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et en partie compensée par la diminution de la charge d'amortissement;
- le résultat plus élevé tiré des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger par suite de la hausse des produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et de la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de la baisse des volumes pour le réseau d'oléoducs Keystone et de la diminution des volumes sur Marketlink;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable au résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood, qui a été acquise le 1^{er} février 2016, ainsi qu'aux indemnités d'assurance faisant suite à l'arrêt d'exploitation imprévu de Ravenswood;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes des CAE par suite de la résiliation de celles-ci.

Le résultat comparable du semestre clos le 30 juin 2016 a été inférieur de 2 millions de dollars à celui de la même période en 2015. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres qui découle de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés et des gains réalisés en 2016 comparativement aux pertes réalisées en 2015 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéficiaire libellé en dollars US;
- l'augmentation des intérêts débiteurs attribuable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de la baisse des volumes pour le réseau d'oléoducs Keystone et de la diminution des volumes sur Marketlink;
- le résultat plus élevé tiré des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger par suite de la hausse des produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et de la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, contrebalancées par un règlement non récurrent conclu au premier trimestre de 2015;
- la baisse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à la contraction des marges sur les ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ainsi qu'à l'incidence du recul des prix de capacité dans la région de New York et de la baisse des prix réalisés en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par le résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood et par les indemnités d'assurance faisant suite à l'arrêt d'exploitation imprévu de Ravenswood;
- le repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la diminution des produits contractuels de Bécancour;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes des CAE par suite de la résiliation de celles-ci.

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

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

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

Au 30 juin 2016, notre programme d'investissement comprend un montant de 15 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 45 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à long terme garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change, 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.

au 30 juin 2016 (non audité – en milliards de dollars)	Coût estimatif des projets	Valeur comptable
Sommaire		
Projets à court terme	14,6	5,0
Projets à moyen et à long terme	45,2	2,3
Total du programme d'investissement	59,8	7,3
Incidence du change sur le programme d'investissement ¹	3,9	0,7

¹ Reflète le taux de change de 1,30 \$ US pour 1 \$ CA au 30 juin 2016.

au 30 juin 2016 (non audité – en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2016	0,6 US	0,6 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,9 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,3 US
Réseau principal au Canada	Gazoducs	2016-2017	0,7	0,2
Réseau de NGTL – Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2020	2,7	0,7
– North Montney	Gazoducs	2017	1,7	0,3
– Installations de 2018	Gazoducs	2018-2020	0,6	—
– Autres	Gazoducs	2016-2018	0,4	0,1
Grand Rapids ¹	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,7
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,7
Tuxpan – Tula	Gazoducs	2017	0,5 US	0,1 US
Napanee	Énergie	2018	1,0	0,4
Tula – Villa de Reyes	Gazoducs	2018	0,6 US	—
Sur de Texas – Tuxpan ¹	Gazoducs	2018	1,3 US	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	2016-2020	1,2	—
Total des projets à court terme			14,6	5,0

¹ Notre quote-part.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

au 30 juin 2016		Coût estimatif	Valeur
(non audité – en milliards de dollars)		du projet	comptable
	Secteur		
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	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs	4,8	0,4
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	5,0	0,5
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs	1,9	—
Total des projets à moyen et à long terme		45,2	2,3

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.

Au 1^{er} juillet 2016, notre programme d'investissement, y compris les projets de Columbia, comprend un montant de 25 milliards de dollars destiné à des projets à court terme.

au 1^{er} juillet 2016 (date d'acquisition)		Année de mise	Coût estimatif
(non audité – en milliards de dollars US)		en service	du projet
	Secteur	prévue	
Columbia Pipeline Group			
Modernisation I	Gazoducs	2017-2018	0,6 US
Modernisation II	Gazoducs	2019-2021	1,1 US
Leach XPress	Gazoducs	2017	1,4 US
WB XPress	Gazoducs	2018	0,8 US
Mountaineer XPress	Gazoducs	2018	2,0 US
Rayne XPress	Gazoducs	2017	0,4 US
Cameron Access	Gazoducs	2018	0,3 US
Gulf XPress	Gazoducs	2018	0,7 US
Total des projets de Columbia			7,3 US
Total des projets de Columbia – en dollars canadiens			9,5

Perspectives

Dans l'ensemble, nos perspectives quant aux résultats de 2016, exclusion faite des postes particuliers, sont un peu plus élevées que celles énoncées dans le rapport annuel de 2015, en raison notamment de l'incidence nette de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, des changements apportés à nos installations énergétiques au Canada et du résultat moins élevé que prévu des installations énergétiques aux États-Unis; chacun de ces facteurs est traité dans les sections du rapport de gestion s'y rapportant.

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

Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Tula – Villa de Reyes au Mexique, projet de 550 millions de dollars US. Le 13 juin 2016, nous avons annoncé que la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova, Infraestructura Marina del Golfo (« IMG ») avait été retenue pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Sur de Texas – Tuxpan, au Mexique, projet de 2,1 milliards de dollars US. Le 1^{er} juillet 2016, nous avons acquis Columbia pour une contrepartie de 10,3 milliards de dollars US. Outre les dépenses d'investissement indiquées dans le rapport annuel de 2015, nous prévoyons consacrer des sommes additionnelles estimatives de 1 milliard de dollars aux projets d'investissement de Columbia en 2016, de 300 millions de dollars environ au gazoduc Tula – Villa de Reyes et de 150 millions de dollars au gazoduc Sur de Texas – Tuxpan.

Gazoducs

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA comparable	880	799	1 778	1 666
Amortissement	(288)	(282)	(575)	(561)
BAII comparable	592	517	1 203	1 105
Poste particulier :				
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)	—
Bénéfice sectoriel	592	517	1 199	1 105

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a progressé de 75 millions de dollars et de 94 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015. Le bénéfice sectoriel du semestre clos le 30 juin 2016 tient compte d'une perte supplémentaire de 4 millions de dollars avant les impôts liée à la vente de TC Offshore. Ce montant a été exclu du calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	300	317	540	580
Réseau de NGTL	249	224	483	443
Foothills	26	27	52	53
Autres gazoducs au Canada ¹	6	8	13	14
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	581	576	1 088	1 090
Amortissement	(218)	(211)	(434)	(420)
BAII comparable des gazoducs au Canada	363	365	654	670
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	71	33	159	119
TC PipeLines, LP ^{1,2}	27	25	58	51
Great Lakes ³	11	7	36	27
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , GTN ^{2,4} , PNGTS ^{2,5})	9	11	23	52
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	42	47	83	94
Échelle internationale et autres ^{1,6}	2	2	4	4
Participations sans contrôle ⁷	75	66	170	140
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	237	191	533	487
Amortissement	(54)	(57)	(107)	(114)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	183	134	426	373
Incidence du change	49	29	133	88
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	232	163	559	461
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(3)	(11)	(10)	(26)
BAII comparable du secteur des gazoducs	592	517	1 203	1 105

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

² Le 1^{er} avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu une participation de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent 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 indiquées.

	Pourcentage de participation au			
	30 juin 2016	31 mars 2016	31 décembre 2015	1 ^{er} avril 2015
TC PipeLines, LP	27,4	27,9	28,0	28,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
GTN	27,4	27,9	28,0	28,3
Great Lakes	12,7	13,0	13,0	13,1
PNGTS	13,7	13,9	—	—

³ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁴ Depuis le 1^{er} avril 2015, nous n'avons aucune participation directe dans GTN. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013.

⁵ Ces données représentent notre participation de 61,7 % en 2015. Le 1^{er} janvier 2016, notre participation directe dans PNGTS a été ramenée à 11,8 % par suite de la transaction que nous avons conclue avec TC PipeLines, LP.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

⁶ Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale.

⁷ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de PNGTS dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

GAZODUCS AU CANADA

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

BÉNÉFICE NET – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Réseau principal au Canada	52	67	102	114
Réseau de NGTL	79	66	152	130
Foothills	3	4	7	8

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de la baisse des revenus incitatifs et de la base d'investissement moyenne. Les revenus incitatifs enregistrés au deuxième trimestre de 2015 ont été plus élevés, car l'autorisation par l'ONÉ des droits conformes à sa décision de 2014 pour 2015 à 2020 a été obtenue en juin 2015 et les résultats du deuxième trimestre de 2015 comprenaient par conséquent l'incidence de ces droits sur l'ensemble du semestre. La décision de 2014 de l'ONÉ prévoyait un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 12 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de la réduction de la base d'investissement moyenne en 2016.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 13 millions de dollars et de 22 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne et de pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevées en 2016.

GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS ET À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 s'est accru de 46 millions de dollars US par rapport aux mêmes périodes en 2015, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- la hausse des produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, contrebalancée par un règlement non récurrent conclu au premier trimestre de 2015;
- l'apport inférieur des pipelines mexicains occasionné principalement par la baisse des produits;
- la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes;
- l'apport supérieur de TC PipeLines, L.P.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

En outre, le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 6 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, principalement en raison du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires ont baissé de 8 millions de dollars et de 16 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison surtout de la capitalisation de certaines charges d'expansion des affaires, de la concentration des efforts sur l'acquisition de Columbia et de la diminution des activités d'expansion des affaires.

PERSPECTIVES

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

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

semestres clos les 30 juin (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	4 398	4 925	7 357	6 505	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³) :						
Total	849	864	1 994	1 948	822	862
Moyenne quotidienne	4,7	4,8	11,0	10,8	4,5	4,8

¹ Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 530 Gpi³ (564 Gpi³ en 2015). La moyenne quotidienne était de 2,9 Gpi³ (3,1 Gpi³ en 2015).

² Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 2 075 Gpi³ (2 006 Gpi³ en 2015). La moyenne quotidienne était de 11,4 Gpi³ (11,1 Gpi³ en 2015).

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

Pipelines de liquides

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA comparable	280	313	580	618
Amortissement	(67)	(66)	(137)	(129)
BAII comparable	213	247	443	489
Postes particuliers :				
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(13)	—	(23)	—
Activités de gestion des risques	4	—	2	—
Bénéfice sectoriel	204	247	422	489

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a reculé de 43 millions de dollars et de 67 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015 et il tient compte d'une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet de Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi que des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Réseau d'oléoducs Keystone	279	317	586	628
Expansion des affaires et autres charges dans le secteur des pipelines de liquides	1	(4)	(6)	(10)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	280	313	580	618
Amortissement	(67)	(66)	(137)	(129)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	213	247	443	489
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	57	55	112	115
Dollars US	120	156	250	303
Incidence du change	36	36	81	71
	213	247	443	489

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a diminué de 38 millions de dollars et de 42 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 par rapport aux mêmes périodes en 2015. Cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des volumes non liés à des contrats sur l'oléoduc Keystone;
- la baisse des volumes sur Marketlink;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

EXPANSION DES AFFAIRES ET AUTRES CHARGES

Les charges d'expansion des affaires et autres, qui se rapportent principalement aux activités d'expansion des affaires et aux activités de commercialisation, ont augmenté de 5 millions de dollars et de 4 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015. Cette diminution résulte de l'incidence nette des facteurs suivants :

- la réduction des dépenses consacrées à l'expansion des affaires;
- l'apport grandissant de l'entreprise de commercialisation des liquides.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 1 million de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

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

Énergie

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA comparable	236	267	565	650
Amortissement	(82)	(84)	(170)	(169)
BAII comparable	154	183	395	481
Postes particuliers :				
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	(240)	—
Activités de gestion des risques	224	79	101	(10)
Bénéfice sectoriel	378	262	256	471

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a progressé de 116 millions de dollars et reculé de 215 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie comprenait les postes particuliers suivants qui ont été exclus du BAII comparable :

- une charge de 240 millions de dollars avant les impôts, compte tenu d'une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE en mars 2016;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	20	29	7	7
Installations énergétiques aux États-Unis	204	51	89	(17)
Stockage de gaz naturel	—	(1)	5	—
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	224	79	101	(10)

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.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de vendre nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie. Ce changement, de même que le volume accru de nos activités de gestion des risques provoqué par l'élargissement de notre clientèle sur le marché de PJM, a contribué à l'augmentation de la volatilité des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis. Cette volatilité accrue est illustrée par le gain non réalisé de 204 millions de dollars comptabilisé au deuxième trimestre de 2016 et la perte non réalisée de 115 millions de dollars constatée au premier trimestre de 2016.

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	19	34	23	49
Installations énergétiques de l'Est	85	90	188	220
Bruce Power	20	66	134	145
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	124	190	345	414
Amortissement	(36)	(46)	(82)	(94)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	88	144	263	320
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	83	63	159	195
Amortissement	(32)	(28)	(62)	(55)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	51	35	97	140
Incidence du change	13	8	30	32
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	64	43	127	172
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres				
	10	6	19	9
Amortissement	(3)	(3)	(6)	(6)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	7	3	13	3
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires				
	(5)	(7)	(8)	(14)
BAII comparable du secteur de l'énergie^{1,2}	154	183	395	481
Sommaire				
BAII comparable du secteur de l'énergie^{1,2}	236	267	565	650
Amortissement comparable	(82)	(84)	(170)	(169)
BAII comparable du secteur de l'énergie^{1,2}	154	183	395	481

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

² Ces données comprenaient la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016, de Portlands Energy et de Bruce Power.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a chuté de 31 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015, un effet net des éléments suivants :

- la diminution du résultat de Bruce Power principalement imputable à l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, facteur en partie compensé par la réduction de l'amortissement;
- le résultat supérieur des installations énergétiques aux États-Unis surtout attribuable au résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, qui a été acquise le 1^{er} février 2016, et aux indemnités d'assurance liées à l'arrêt d'exploitation imprévu de Ravenswood;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest du fait de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes des CAE à la suite de la résiliation des CAE;
- le repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la diminution des produits contractuels de Bécancour.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a fléchi de 85 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015, un effet net des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis surtout attribuable à la contraction des marges sur les ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ainsi qu'à l'incidence du recul des prix de capacité dans la région de New York et de la baisse des prix réalisés en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par le résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood et les indemnités d'assurance liées à l'arrêt d'exploitation imprévu de Ravenswood;
- le repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la diminution des produits contractuels de Bécancour;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest du fait de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes des CAE à la suite de la résiliation des CAE;
- la diminution du résultat de Bruce Power principalement imputable à l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, facteur en partie compensé par la réduction de l'amortissement et la hausse des gains tirés des activités de passation de contrats;
- le bénéfice accru tiré du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits¹				
Installations énergétiques de l'Ouest	56	178	131	286
Installations énergétiques de l'Est	108	114	203	239
Autres ²	—	3	29	48
	164	295	363	573
Bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	7	10	7	15
Achats de produits de base revendus	—	(93)	(59)	(183)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(47)	(59)	(93)	(129)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	(20)	(29)	(7)	(7)
BAlIA comparable⁴	104	124	211	269
Amortissement	(36)	(46)	(82)	(94)
BAlI comparable⁴	68	78	129	175
Ventilation du BAlIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	19	34	23	49
Installations énergétiques de l'Est	85	90	188	220
BAlIA comparable⁴	104	124	211	269

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAlIA 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 d'ASTC Power Partnership, qui était titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part du bénéfice comparable ne tient pas compte de la charge de 29 millions de dollars liée à la résiliation de la CAE de Sundance B détenue par ASTC Power Partnership et ni des gains ou des pertes liés à nos activités de gestion des risques.

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

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

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

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	528	650	1 218	1 287
Installations énergétiques de l'Est	858	739	1 615	2 062
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ¹	—	2 299	1 620	4 492
Autres achats	177	193	388	396
	1 563	3 881	4 841	8 237
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	705	1 794	2 125	3 439
Installations énergétiques de l'Est	858	739	1 615	2 062
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	—	1 348	1 101	2 736
	1 563	3 881	4 841	8 237
Capacité disponible des centrales²				
Installations énergétiques de l'Ouest ^{3, 4}	83 %	97 %	91 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est ⁵	97 %	98 %	92 %	98 %

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

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

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

⁴ Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, la capacité disponible a été inférieure par rapport aux mêmes périodes en 2015 en raison d'un arrêt d'exploitation imprévu à la centrale Mackay River à cause des incendies qui ont ravagé le nord de l'Alberta.

⁵ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 15 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison de la diminution des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes des CAE à la suite de la résiliation des CAE.

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

Comparativement aux mêmes périodes en 2015, le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 74 % pour le trimestre clos le 30 juin 2016, passant de 57 \$ le MWh à 15 \$ le MWh, et de 60 % pour le semestre clos à cette date, passant de 43 \$ le MWh à 17 \$ le MWh. Le marché de l'électricité en Alberta est demeuré bien approvisionné, alors que la consommation d'électricité était en baisse à cause de la faiblesse de l'économie, de la clémence de la météo et des feux de forêt dans le nord de l'Alberta. Les prix réalisés pour l'électricité vendue peuvent

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

Au deuxième trimestre de 2016, 100 % des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont eu lieu aux termes de contrats, comparativement à 57 % au deuxième trimestre de 2015.

Après la résiliation des CAE au deuxième trimestre de 2016, l'amortissement a diminué de 10 millions de dollars comparativement à la même période en 2015.

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

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a reculé de 5 millions de dollars et de 32 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015. Ces diminutions s'expliquent surtout par la diminution des produits contractuels de Bécancour. De plus, les installations énergétiques de l'Est ont inscrit une baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée pour le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015.

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

BRUCE POWER

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

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹	20	66	134	145
Comprend ce qui suit :				
Produits	318	316	729	647
Charges d'exploitation	(218)	(167)	(439)	(339)
Amortissement et autres	(80)	(83)	(156)	(163)
	20	66	134	145
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²	71 %	75 %	80 %	84 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	209	160	285	199
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	4	13	12	22
Volumes des ventes (en GWh) ¹	4 700	4 365	10 534	9 349
Prix de vente réalisé par MWh ^{3,4}	68 \$	68 \$	66 \$	66 \$

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

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

³ Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les produits reçus conformément aux règlements de contrat et les coûts transférables.

⁴ Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes de cobalt.

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power a diminué de 46 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015. Ces diminutions s'expliquent principalement par la réduction des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus et ont été en partie compensées par la charge d'amortissement moins élevée découlant de la prolongation de la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power. Par ailleurs, l'installation de Bruce Power a inscrit des gains tirés des activités de passation de contrats plus élevés pour le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015.

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

Bruce Power – prix contractuel¹	par MWh
Du 1 ^{er} janvier 2016 au 31 mars 2016	65,73 \$
Du 1 ^{er} avril 2016 au 31 mars 2017	66,38 \$

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

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

Réacteurs 1 à 4 de Bruce – prix contractuel¹	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	76,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015	78,42 \$

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

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

Réacteurs 5 à 8 de Bruce – prix plancher	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015	54,13 \$

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

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

Au cours du deuxième trimestre de 2016, les réacteurs 1 à 4 de Bruce Power ont été mis hors service pendant environ trois semaines afin de faciliter l'arrêt d'exploitation de l'enceinte de confinement. L'arrêt d'exploitation de l'enceinte de confinement a permis l'inspection et l'entretien des principaux éléments des systèmes de sécurité du site, dont les structures de confinement. L'inspection doit avoir lieu environ une fois tous les dix ans. Des travaux d'entretien prévus des réacteurs 8 et 2 ont également été menés à bien au deuxième trimestre de 2016, tandis que ceux du réacteur 3 se poursuivront au troisième trimestre de 2016. D'autres travaux d'entretien prévus des installations doivent avoir lieu au quatrième trimestre de 2016. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2016 devrait se situer près de 80 %.

Nous prévoyons que la quote-part du bénéfice de Bruce Power sera légèrement supérieure aux perspectives pour 2016 figurant dans le rapport annuel de 2015.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Installations énergétiques ¹	571	379	902	984
Capacité	77	88	139	155
	648	467	1 041	1 139
Achats de produits de base revendus	(289)	(271)	(594)	(747)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(116)	(92)	(215)	(210)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	(160)	(41)	(73)	13
BAIIA comparable	83	63	159	195
Amortissement	(32)	(28)	(62)	(55)
BAII comparable	51	35	97	140

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent le coût du combustible utilisé pour la production.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite ¹	3 376	2 135	5 656	3 049
Achats	5 062	4 456	9 810	8 881
	8 438	6 591	15 466	11 930
Capacité disponible des centrales^{2,3}	86 %	77 %	79 %	69 %

¹ L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Ironwood.

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

³ La capacité disponible des centrales a été moins élevée pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 que pour les mêmes périodes en 2016 en raison d'un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood de septembre 2014 jusqu'à mai 2015.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)				
Nouvelle-Angleterre ¹	24	25	27	55
New York ²	26	28	27	51
PJM ³	22	s. o.	23	s. o.
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant de New York ² (en dollars US par kilowatt par mois)	10,12	12,92	7,98	10,63

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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 le semestre clos le 30 juin 2016 sont pour la période comprise entre le 1^{er} février, date d'acquisition d'Ironwood, et le 30 juin 2016.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été supérieur de 20 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 2016 à celui de la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur attribuable à l'acquisition de la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016;
- le résultat plus élevé résultant du moment de la constatation des produits tirés de certains contrats des activités de commercialisation de nos installations énergétiques à cause des différences de profil entre les prix que nous facturons à nos clients et ceux que nous payons pour les volumes achetés;
- les indemnités d'assurance liées à l'arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood qui s'est produit en 2008;
- à Ravenswood, le recul des produits tirés de la capacité en raison de la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de la capacité disponible moindre découlant de l'arrêt d'exploitation d'un réacteur qui a duré de septembre 2014 à mai 2015, partiellement contrebalancé par les indemnités d'assurance, déduction faite des franchises.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été inférieur de 36 millions de dollars US pour le semestre clos le 30 juin 2016 à celui de la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

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

Différents profils de prix influent sur le moment où nous constatons le résultat tiré de certains contrats des activités de commercialisation de nos installations énergétiques aux États-Unis, notamment les prix que nous facturons à nos clients et ceux que nous payons pour les volumes achetés afin de remplir nos obligations de vente sur la durée des contrats. Les coûts liés aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel tiennent compte de certains contrats d'achat d'électricité sur plusieurs périodes et à prix unique. Puisque le prix que nous facturons à nos clients est généralement caractérisé par le marché, l'incidence de ces deux profils de prix contractuel donne généralement lieu à un résultat plus élevé de janvier à mars, contré par une baisse du résultat entre avril et décembre, avec des marges positives globales réalisées sur la durée des contrats.

Les prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 22 % et 25 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015. La diminution des prix au comptant et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une réduction des prix de capacité réalisés dans la région de New York, principalement en raison de l'accroissement de la capacité démontrée des ressources existantes sur le marché de la zone J de New York. L'incidence du repli des prix de capacité a

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

été compensée en partie par les produits tirés de la capacité provenant de la centrale électrique Ironwood que nous avons acquise en février 2016.

Les produits tirés de la capacité ont également subi l'incidence négative de l'arrêt d'un réacteur de Ravenswood entre septembre 2014 et mai 2015. Le réseau de NYISO recourt à une moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pour calculer le volume de capacité qui permet aux producteurs de recevoir une compensation. Selon cette méthode, les arrêts d'exploitation ont une incidence différée sur les volumes de capacité et les produits connexes. Par conséquent, les produits tirés de la capacité pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 rendent compte d'une incidence négative comparativement aux mêmes périodes en 2015. L'arrêt d'exploitation continue d'être pris en compte dans la moyenne mobile des taux d'arrêts forcés. Toutes les indemnités d'assurance liées à cet arrêt ont été obtenues et sont comptabilisées au titre des produits tirés de la capacité afin de compenser les sommes perdues au cours des périodes touchées par la réduction du taux d'arrêts forcés. En raison de ces indemnités d'assurance, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 n'a pas eu une incidence importante sur notre résultat bien que la constatation du résultat ne coïncide pas avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de l'encaissement du produit d'assurance. De plus, les indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008 ont été reçues en juin 2016. Une portion de ce produit a été comptabilisée dans les produits tirés des installations énergétiques.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont affiché une baisse pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 par rapport aux mêmes périodes en 2015, qui s'explique principalement par les températures hivernales inhabituellement chaudes enregistrées en 2016. En Nouvelle-Angleterre, les prix au comptant de l'électricité pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 ont baissé de 4 % et de 51 % comparativement aux mêmes périodes en 2015. Dans la région de New York, les prix au comptant de l'électricité pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 ont reculé de 7 % et de 47 % comparativement aux mêmes périodes en 2015. Les deux marchés ont également connu une baisse des prix du gaz naturel en 2016 comparativement à 2015.

La contraction des marges sur les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre a entraîné une diminution du résultat pour le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement à la même période en 2015. L'incidence de cette contraction s'est répercutée surtout sur le résultat du premier trimestre. Nous avons accru notre portefeuille de clients sur le marché de PJM, mais la baisse importante des prix réalisés pour l'électricité et l'hiver doux ont donné lieu à des marges inférieures sur nos activités dans le secteur de gros.

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

Au 30 juin 2016, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats visant quelque 4 700 GWh d'électricité, ou 60 % de leur production prévue, pour le reste de 2016 et environ 4 200 GWh, ou 34 % de leur production prévue, pour 2017. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

Les résultats des installations énergétiques aux États-Unis pour 2016 seront tributaires du moment de la monétisation précédemment annoncée des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. Voir la rubrique « Faits récents » pour de plus amples informations sur l'acquisition de Columbia et le financement s'y rapportant. Néanmoins, le résultat d'exploitation de l'exercice 2016 devrait être moins élevé que celui qui est indiqué à la rubrique « Perspectives » de notre rapport annuel de 2015 en raison du niveau inférieur des prix des produits de base enregistré au premier semestre de 2016 et prévu pour le reste de l'exercice.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable du secteur a augmenté de 4 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison surtout de la hausse des produits tirés du stockage découlant de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés.

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

Siège social

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA comparable	(27)	(12)	(52)	(36)
Amortissement	(7)	(8)	(16)	(15)
BAII comparable	(34)	(20)	(68)	(51)
Postes particuliers :				
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	(10)	—	(36)	—
Coûts de restructuration	(14)	(12)	(14)	(12)
Perte sectorielle	(58)	(32)	(118)	(63)

La perte sectorielle du siège social s'est accrue de 26 millions de dollars et de 55 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015 et comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable :

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

Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	(110)	(106)	(221)	(215)
Libellés en dollars US (en dollars US)	(250)	(228)	(496)	(446)
Incidence du change	(73)	(57)	(158)	(105)
	(433)	(391)	(875)	(766)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(18)	(11)	(37)	(24)
Intérêts capitalisés	46	71	87	141
Intérêts débiteurs comparables	(405)	(331)	(825)	(649)
Poste particulier :				
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group ¹	(109)	—	(109)	—
Intérêts débiteurs	(514)	(331)	(934)	(649)

¹ Ce montant correspond au paiement des versements équivalant au dividende sur les reçus de souscription. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements sur les reçus de souscription.

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 74 millions de dollars et de 176 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts débiteurs découlant des émissions de titres d'emprunt à long terme en 2015 et en 2016, partiellement annulée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- le raffermissement du dollar américain et l'incidence du change connexe sur les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- la diminution des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de l'octroi du permis présidentiel des États-Unis le 6 novembre 2015, partiellement contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés relativement aux projets de liquides, aux projets de GNL et à la centrale électrique de Napanee.

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Intérêts créditeurs et autres comparables				
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	111	68	212	126
Autres	4	(17)	51	(60)
	115	51	263	66
Postes particuliers :				
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group ¹	6	—	6	—
Activités de gestion des risques	(4)	30	49	1
Intérêts créditeurs et autres	117	81	318	67

¹ Ce montant correspond aux intérêts créditeurs sur le produit brut des reçus de souscription entiercé. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements sur les reçus de souscription.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont augmenté de 64 millions de dollars et de 197 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, comparativement aux mêmes périodes en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

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

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Charge d'impôts comparable	(189)	(185)	(369)	(432)
Postes particuliers :				
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	64	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	—	—	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	4	—	8	—
Coûts de restructuration	4	4	4	4
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	1	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	(34)	—	(34)
Activités de gestion des risques	(93)	(35)	(52)	5
Charge d'impôts	(274)	(250)	(344)	(457)

La charge d'impôts comparable a augmenté de 4 millions de dollars et diminué de 63 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015. Les variations sont attribuables principalement à la diminution du résultat avant les impôts en 2016 par rapport à 2015, aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et à la baisse des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(52)	(40)	(132)	(99)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 12 millions de dollars et de 33 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2015, principalement en raison de la vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation directe de 30 % dans GTN en avril 2015 et de notre participation directe de 49,9 % dans PNGTS en janvier 2016, ainsi que de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur le résultat équivalent de TC Pipelines, LP en dollars canadiens.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(25)	(50)	(48)

Faits récents

ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.

Acquisition

Le 1^{er} juillet 2016, nous avons conclu l'acquisition de Columbia pour un montant de 13 milliards de dollars US comprenant un prix d'achat d'environ 10,3 milliards de dollars US et la dette de Columbia d'environ 2,7 milliards de dollars US. L'acquisition a été financée à même le produit de 4,4 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, des facilités de crédit-relais totalisant 6,9 milliards de dollars US et des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne. Après la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada et radiés de la TSX. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements sur les facilités de crédit-relais et les reçus de souscription.

Columbia exploite un portefeuille composé de gazoducs réglementés d'une longueur de 24 250 km (15 100 milles), d'installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 300 milliards de pieds cubes et des actifs intermédiaires connexes. Nous avons acquis Columbia pour étendre nos activités liées au gaz naturel sur le marché américain, ce qui nous permettra de profiter d'occasions de croissance à long terme. L'acquisition visait également un gros portefeuille de nouveaux projets d'investissements de croissance totalisant environ 7,3 milliards de dollars US et comprenant six projets d'expansion de pipelines ayant pour but d'acheminer aux marchés l'approvisionnement croissant provenant des bassins de production Marcellus / Utica, ainsi qu'un programme de modernisation des infrastructures existantes jusqu'en 2021 visant à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. Nous avons élaboré des plans en vue d'une intégration efficace de Columbia à la société TransCanada.

Des charges liées à l'acquisition se chiffrant à 10 millions de dollars et à 36 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos 30 juin 2016, respectivement, ont été exclues du résultat comparable. Le paiement des versements équivalant au dividende sur les reçus de souscription de 109 millions de dollars a été inclus dans les intérêts débiteurs du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2016 et des intérêts 6 millions de dollars sur les fonds entiercés provenant des reçus de souscription ont aussi été exclus du résultat comparable.

Monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique

Le financement permanent de l'acquisition de Columbia Pipeline Group suppose une gestion de portefeuille faisant appel à la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique.

L'embauche de conseillers est terminée et les phases initiales de sollicitation des parties intéressées progressent bien. Nous prévoyons faire une annonce concernant l'issue de ce processus d'ici la fin de l'exercice. Le produit de la monétisation servira à rembourser les prélèvements faits sur les facilités de crédit-relais.

Stratégie concernant les sociétés en commandite cotées en bourse

Le 1^{er} juillet 2016, nous avons annoncé que nous avons retenu les services d'un conseiller financier pour nous aider à élaborer une stratégie concernant nos sociétés en commandite cotées en bourse. Une décision à cet égard devrait être rendue publique d'ici la fin de 2016.

GAZODUCS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

Au deuxième trimestre de 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 450 millions de dollars, et d'autres installations d'une valeur de 400 millions de dollars sont approuvées et en cours de construction, tandis que des projets d'expansion garantis sur le plan commercial d'une valeur d'environ 2,9 milliards de dollars n'ont pas encore été soumis à l'approbation des organismes de réglementation.

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

Certains projets propres à des clients ont par ailleurs été annulés ou remis à plus tard, certains autres n'ont pas été renouvelés et d'autres encore ont été transférés. Nous avons donc réévalué les spécifications des installations prévues afin qu'elles répondent à l'ensemble des exigences futures de service du réseau et prévoyons qu'il sera nécessaire de modifier quelque peu le profil de nos programmes d'investissement de façon que ces derniers soient adaptés aux nouvelles dates de mise en service projetées. Le total des dépenses d'investissement prévues pour le réseau de NGTL reste fixé à environ 7,3 milliards de dollars, compte tenu du projet de croisement de Sundre, des gazoducs North Montney et Merrick et de l'annulation d'un projet de 66 millions de dollars. Toutefois, nous reportons des dépenses d'environ 225 millions de dollars à l'égard d'installations visées par le programme de 2016-2017 dont la mise en service révisée aura lieu entre 2018 et 2020. Nous reportons également des dépenses de 210 millions de dollars à l'égard d'installations visées par le programme de 2018 dont la mise en service révisée aura lieu entre 2019 et 2020.

Réseau principal North Montney

En mars 2016, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir une prorogation d'un an de la disposition de temporisation du 10 juin 2016 relativement au certificat d'utilité publique du projet de canalisation principale North Montney. L'ONÉ a prorogé la disposition de temporisation jusqu'à la fin de l'année, ce qui lui permettra d'examiner plus à fond la demande avant de formuler une décision définitive, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'une des conditions préalables à la construction selon le certificat d'utilité publique est que Petronas rende une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet proposé de Pacific Northwest LNG (« PNW LNG »). Petronas attend la conclusion du processus d'évaluation environnementale du gouvernement fédéral à l'égard du projet de GNL avant de prendre une décision d'investissement finale. Il est actuellement prévu que le processus d'évaluation environnementale se termine cet automne. NGTL continue de collaborer avec ses clients et parties prenantes afin d'être prête à commencer la construction des installations de la canalisation principale North Montney dans l'optique d'une mise en service dès 2017; cependant, la date de mise en service ne sera arrêtée que lorsque la décision d'investissement finale aura été prise.

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

Le 7 avril 2016, l'ONÉ a approuvé, sous réserve de certaines exigences en matière d'information, la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits de NGTL qui avait été soumise en décembre 2015. Le règlement prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, le maintien des taux d'amortissement de 2015, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

Gazoducs aux États-Unis

Iroquois Gas Transmission System

Le 31 mars 2016, nous avons conclu l'acquisition auprès d'un de nos partenaires, d'une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois Gas Transmission System, LP (« Iroquois ») pour 54 millions de dollars US. Cette acquisition a porté notre participation dans Iroquois à 49,35 %. Le 1^{er} mai 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 0,65 % auprès de l'autre partenaire, portant ainsi à 50 % les participations de chacun.

Dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4

En janvier 2016, ANR a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de transport maximaux. En février 2016, la FERC a délivré une ordonnance selon laquelle les tarifs d'ANR ont été acceptés et suspendus et les modifications tarifaires prendront effet le 1^{er} août 2016, sous réserve d'un remboursement et de l'issue d'une audience. De plus, en mars 2016, la FERC a établi un calendrier de procédure pour l'audience et nommé un juge de règlement pour assister les parties dans leurs négociations de règlement. L'audience est actuellement prévue au début de février 2017.

TC Offshore

Le 31 mars 2016, nous avons conclu la vente de TC Offshore LLC à un tiers. La vente comprend un gazoduc de collecte et de transport d'une longueur de 860 km (535 milles), sept plateformes extracôtières et d'autres installations.

Mexique

Gazoduc Tula – Villa de Reyes

Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Tula – Villa de Reyes au Mexique. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 886 millions de pieds cubes par jour conclu avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 550 millions de dollars US dans la construction d'un gazoduc d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 420 km (261 milles) dont la date de mise en service est prévue au début de 2018. Le gazoduc débutera à Tula, dans l'État de Hidalgo, et aboutira à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí, transportant du gaz naturel vers les centrales électriques de la région centrale du pays. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tuxpan – Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région.

Gazoduc Sur de Texas – Tuxpan

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

Projets de gazoducs de GNL

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le projet continue de s'engager auprès des groupes autochtones et d'autres parties prenantes situés le long de l'emprise du gazoduc en préparation de la décision d'investissement finale par PNW LNG.

Coastal Gaslink

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

PIPELINES DE LIQUIDES

Oléoduc Keystone

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

Cette mise hors service ne devrait pas avoir un effet important sur le résultat de 2016 de la société.

Latéral et terminal de Houston

En juillet 2016, nous avons entrepris des transactions commerciales visant les livraisons d'août 2016 au pipeline latéral et au terminal de Houston, qui prolongent le réseau d'oléoducs de Keystone jusqu'aux raffineries de Houston, au Texas. Le terminal est doté d'une capacité de stockage initiale de 700 000 barils de brut.

Oléoduc Énergie Est

Le 1^{er} mars 2016, la Province de Québec s'est adressée aux tribunaux pour obtenir une injonction visant à obliger l'oléoduc Énergie Est à se conformer à la réglementation de la province en matière d'environnement. Le 30 mars 2016, la Cour supérieure du Québec a jumelé la requête d'injonction menée par la Province de Québec de concert avec la requête précédente menée par le Centre québécois du droit de l'environnement (« CQDE »), qui cherchait à obtenir une déclaration pour obliger Énergie Est à se soumettre au processus d'évaluation environnementale provincial obligatoire. À la suite de communications avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le 22 avril 2016, la société a soumis une évaluation de projet qui comprend une évaluation environnementale en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (Québec) suivant un échéancier convenu pour les principales étapes de cette démarche. Cette démarche s'ajoute à l'évaluation environnementale requise selon la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012). Le Procureur général du Québec a accepté de suspendre la procédure intentée contre TransCanada et Énergie Est et de la retirer lorsque l'évaluation environnementale provinciale aura été réalisée. Le CQDE a également convenu de suspendre la procédure. La société prévoit que cela ne devrait pas entraîner de retard dans le processus d'examen de l'ONÉ.

Le 17 mars 2016, la première phase des audiences publiques sur Énergie Est dans le cadre du processus volontaire du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« BAPE ») au Québec a pris fin. Le processus volontaire d'audiences du BAPE a pour but d'informer la Province de Québec dans le cadre de sa participation au processus fédéral et de communiquer au public l'information sur le projet. Une deuxième phase, qui consiste en une série de séances de commentaires du public, a été suspendue et remplacée par l'évaluation environnementale mentionnée précédemment.

Le 17 mai 2016, nous avons présenté à l'ONÉ une demande consolidée d'autorisation concernant Énergie Est. Le 16 juin 2016, Énergie Est a franchi un jalon important, l'ONÉ ayant annoncé que la demande relative au projet était suffisamment exhaustive pour que le processus d'examen réglementaire officiel puisse débiter. Cette déclaration d'exhaustivité marque aussi le début du processus d'examen obligatoire de 21 mois par l'ONÉ, qui devrait aboutir par la formulation d'une recommandation officielle adressée au gouverneur en conseil (cabinet fédéral). Le gouverneur en

conseil disposera alors de six mois pour décider s'il approuve le projet et, le cas échéant, à quelles conditions. L'ONÉ a aussi déclaré qu'à compter du 8 août 2016 aurait lieu une série de réunions avec les représentants des communautés situées le long du tracé de l'oléoduc. Le 20 juillet 2016, l'ONÉ a publié une ordonnance d'audience qui contient plus de détails sur le processus réglementaire. Nous étudions actuellement le contenu de cette ordonnance.

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

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

ÉNERGIE

CAE en Alberta

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

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

Taxe sur le carbone de l'Ontario

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

La SIERE poursuit l'élaboration des modifications qu'elle se propose d'apporter aux contrats des détenteurs de contrats admissibles pour tenir compte de ces coûts et d'autres questions découlant de la nouvelle réglementation. Les contrats visés contiennent diverses dispositions encadrant les modifications autorisées, et la direction s'affaire à passer en revue chacun de nos contrats pour évaluer les éventuelles répercussions.

Contrat d'achat ferme de Bécancour

En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle cette dernière pouvait répartir une capacité hivernale de pointe d'un maximum de 570 MW provenant de notre centrale de Bécancour, et ce, pour une durée de 20 ans à compter de décembre 2016. La Régie de l'énergie (la « Régie »), organisme de réglementation du Québec, avait d'abord entériné l'entente en vue de sa mise en œuvre, mais en juillet 2016, la Régie a annulé sa décision première. Depuis ce revirement, Hydro-Québec évalue les options que lui offre la réglementation, car le besoin d'une capacité hivernale de pointe demeure.

Financement de Bruce Power

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

Situation financière

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

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la monétisation d'actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Fonds provenant de l'exploitation ¹	831	1 061	1 956	2 214
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	218	(92)	138	(485)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 049	969	2 094	1 729

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

Les fonds provenant de l'exploitation ont diminué de 230 millions de dollars et de 258 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comparativement aux mêmes périodes en 2015. Ces baisses sont principalement imputables au paiement de 109 millions de dollars des versements équivalant au dividende sur les reçus de souscription dont l'émission a partiellement financé l'acquisition de Columbia.

Au 30 juin 2016, notre actif à court terme s'élevait à 4,6 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 9,9 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,3 milliards de dollars, comparativement à 3,4 milliards de dollars au 31 décembre 2015. Cette augmentation est principalement imputable aux reçus de souscription détenus en vue de la conclusion de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 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 8,7 milliards de dollars reste inutilisée.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 049	969	2 094	1 729
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(218)	92	(138)	485
Fonds provenant de l'exploitation	831	1 061	1 956	2 214
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(24)	(46)	(46)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(62)	(54)	(124)	(108)
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice ¹	99	64	187	110
Dépenses d'investissement de maintien compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(269)	(194)	(459)	(361)
Flux de trésorerie distribuables	576	853	1 514	1 809
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	113	—	139	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	9	—	15	—
Coûts de restructuration	—	8	—	8
Flux de trésorerie distribuables comparables	698	861	1 668	1 817
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	0,99 \$	1,21 \$	2,37 \$	2,56 \$

¹ Tiennent compte des distributions reçues des activités d'exploitation et excluent les distributions additionnelles de 725 millions de dollars faisant suite au programme de financement de Bruce Power.

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Les dépenses d'investissement de maintien relatives à nos gazoducs réglementés au Canada se sont chiffrées à 42 millions de dollars et à 97 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, comparativement à 61 millions de dollars et à 114 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2015, ce qui a contribué à l'établissement de leur base tarifaire respective et au bénéfice net.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(982)	(966)	(1 818)	(1 772)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(90)	(172)	(157)	(335)
	(1 072)	(1 138)	(1 975)	(2 107)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(114)	(105)	(284)	(198)
Trésorerie soumise à des restrictions	(13 113)	—	(13 113)	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(4)	—	(999)	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice	824	64	912	110
Montants reportés et autres	(20)	25	(20)	204
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(13 499)	(1 154)	(15 473)	(1 991)

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

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

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

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

La trésorerie soumise à des restrictions représente la somme entières au 30 juin 2016 relativement à l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et comprend le produit de la vente des reçus de souscription, déduction faite des versements équivalant au dividende, et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit-relais confirmées.

Le 1^{er} février 2016, nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, pour une contrepartie en trésorerie de 657 millions de dollars US, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

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

L'augmentation des distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice est principalement attribuable aux distributions provenant de Bruce Power. Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué des prélèvements sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre du programme visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. Par conséquent, les distributions reçues de Bruce Power au deuxième trimestre de 2016 ont été financées par les activités d'exploitation et les activités de financement; elles comprenaient 725 millions de dollars provenant du programme de financement de Bruce Power.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin	2015	30 juin	2015
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(853)	(749)	323	(470)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	10 335	84	12 327	2 361
Remboursements sur la dette à long terme	(933)	(867)	(2 290)	(1 883)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	917	—	917
Dividendes et distributions versés	(482)	(446)	(932)	(863)
Actions ordinaires et reçus de souscription émis, déduction faite des frais d'émission	4 371	1	4 374	11
Actions ordinaires rachetées	—	—	(14)	—
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	82	27	106	31
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	492	—	492	243
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	13 012	(1 033)	14 386	347

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

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

¹ Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de la monétisation de certains actifs particuliers doit être affecté au remboursement de ces facilités. Le produit de ces dernières fait partie de la trésorerie soumise à des restrictions. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

² Reflète le taux d'intérêt nominal. Le taux de la nouvelle émission était de 2,69 %.

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

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

ACTIONS ORDINAIRES RACHETÉES

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

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

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

² Ce prix comprend les frais de courtage.

REÇUS DE SOUSCRIPTION

Le 1^{er} avril 2016, nous avons émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit total de 4,4 milliards de dollars. Chaque reçu de souscription confère à son porteur le droit de recevoir automatiquement une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016. Les porteurs ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, un versement équivalant au dividende correspondant aux dividendes déclarés relativement à chacune des actions ordinaires, le premier versement ayant été versé le 29 avril 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016. Un deuxième versement équivalant au dividende sera payé le 29 juillet 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, des versements équivalant au dividende de 109 millions de dollars ont été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs et exclus du résultat comparable. Voir la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR ».

Le produit brut tiré de la vente des reçus de souscription, déduction faite des montants affectés au paiement des versements équivalant au dividende, a été entiercé en attente de la clôture de l'acquisition, le 1^{er} juillet 2016, et comptabilisé à titre de trésorerie soumise à des restrictions au 30 juin 2016. Des intérêts créditeurs de 6 millions de dollars se rapportant à ce produit ont aussi été exclus du résultat comparable. Voir la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR ».

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

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Selon les dispositions du régime de réinvestissement des dividendes, les porteurs admissibles d'actions ordinaires ou privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada. À partir des dividendes déclarés le 27 juillet 2016, les dividendes seront versés en actions ordinaires émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % plutôt qu'en trésorerie.

ÉMISSION ET CONVERSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

Le 20 avril 2016, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 20 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 13 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 500 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 13 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 13 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 14 le

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

31 mai 2021 et le dernier jour ouvrable de mai tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 14 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux alors en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 4,69 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 13 a été établi pour une période initiale au taux de 5,5 % par an et sera ajusté tous les cinq ans à un taux égal à la somme du taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 4,69 %, et ce taux ne pourra être inférieur à 5,5 % par année.

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

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

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

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

³ Depuis le 30 juin 2016, le taux variable des dividendes trimestriels sur les actions privilégiées de série 6 est de 2,034 % et il sera ajusté chaque trimestre.

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

Depuis le 1^{er} janvier 2016, 1,6 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 83 millions de dollars US. Notre participation dans TC Pipelines, LP a diminué et s'établit maintenant à 27,4 % 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. 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 27 juillet 2016, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,565 \$ par action

Payable le 31 octobre 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2016

Versement équivalant au dividende trimestriel sur les reçus de souscription¹

0,565 \$ par reçu de souscription

Payable le 29 juillet 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016

¹ Les versements équivalant au dividende sont une modalité des reçus de souscription et ils ne sont pas déclarés par le conseil.

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,204125 \$

Série 2 0,15528142 \$

Série 3 0,1345 \$

Série 4 0,11506284 \$

Payable le 30 septembre 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 août 2016

Série 5 0,14143750 \$

Série 6 0,12781967 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payable le 31 octobre 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2016

Série 11 0,2375 \$

Série 13 0,34375 \$

Payable le 31 août 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 12 août 2016

INFORMATION SUR LES ACTIONS**au 22 juillet 2016**

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	800 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
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	11 millions	7 millions

FACILITÉS DE CRÉDIT

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

Au 27 juillet 2016, nous disposons de facilités de crédit non garanties de quelque 19,1 milliards de dollars, notamment les suivantes :

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

¹ Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de la monétisation de certains actifs particuliers doit être affecté au remboursement de ces facilités. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

Au 27 juillet 2016, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,5 milliard de dollars.

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital ont augmenté d'environ 0,2 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2015 en raison des nouveaux engagements relatifs aux gazoducs Tuxpan – Tula, Tula – Villa de Reyes et Sur de Texas – Tuxpan partiellement contrebalancés par la diminution des engagements visant Grand Rapids et Napanee. Nos autres obligations d'achat sont conformes aux engagements déclarés au 31 décembre 2015.

À cette date, nos engagements comprenaient des paiements fixes, déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, aux termes des CAE en Alberta. Compte tenu de l'avis de résiliation de nos CAE de Sheerness, Sundance A et Sundance B en date du 7 mars 2016, nos obligations futures ont diminué comme suit par rapport au 31 décembre 2015 : 195 millions de dollars en 2016, 200 millions de dollars en 2017, 141 millions de dollars en 2018, 138 millions de dollars en 2019 et 115 millions de dollars en 2020. Nos engagements pour l'exercice 2021 et par la suite ont été augmentés d'environ 0,3 milliard de dollars par suite de la prorogation de certains contrats de location de locaux au deuxième trimestre de 2016. Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2016 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2015 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché et c'est pourquoi nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites en vue d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur 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.

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

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

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses d'investissement, dans des conditions tant normales que difficiles.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

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

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 juin 2016, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était de 187 millions de dollars (144 millions de dollars US) au 30 juin 2016 [248 millions de dollars (179 millions de dollars US) au 31 décembre 2015]. Ce montant est garanti par la société mère de la contrepartie et il devrait être entièrement recouvrable.

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

RISQUE DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

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

trimestre clos le 30 juin 2016	1,29
trimestre clos le 30 juin 2015	1,23
semestre clos le 30 juin 2016	1,32
semestre clos le 30 juin 2015	1,24

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

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	183	134	426	373
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	120	156	250	303
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	51	35	97	140
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(250)	(228)	(496)	(446)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	9	29	16	60
Participations sans contrôle aux États-Unis	(40)	(32)	(100)	(80)
	73	94	193	350

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

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

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2016		31 décembre 2015	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2016 à 2019) ²	(499)	2 650 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2016 à 2017)	(37)	450 US	50	1 800 US
	(536)	3 100 US	(680)	4 950 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, des gains réalisés nets de 2 millions de dollars et de 4 millions de dollars, respectivement (gains de 2 millions de dollars et de 5 millions de dollars, respectivement, en 2015) liés à la composante intérêts des règlements de swaps de devises sont inclus dans les intérêts débiteurs.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2016	31 décembre 2015
Valeur nominale	28 400 (21 800 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	31 200 (24 000 US)	23 800 (17 200 US)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments non dérivés, sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture.

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(non audité – en millions de dollars)	30 juin 2016	31 décembre 2015
Autres actifs à court terme	445	442
Actifs incorporels et autres actifs	195	168
Créditeurs et autres	(734)	(926)
Autres passifs à long terme	(432)	(625)
	(526)	(941)

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

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

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	187	23	120	(3)
Change	20	30	47	1
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(47)	(33)	(142)	(32)
Change	13	(10)	57	(53)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(67)	(113)	(140)	(97)
Change	(43)	—	(106)	—
Taux d'intérêt	1	2	3	4

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 nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons constaté une perte de 49 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars (néant en 2015) dans le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2016 au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération sous-jacente couverte ne se produirait pas en raison d'une vente future.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	42	(50)	26	(29)
Change	40	—	5	—
Taux d'intérêt	—	—	(1)	—
	82	(50)	30	(29)
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	(21)	(21)	61	48
Change ³	(39)	—	(5)	—
Taux d'intérêt ⁴	4	4	8	8
	(56)	(17)	64	56
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Produits de base ²	43	56	(15)	(7)
	43	56	(15)	(7)

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

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 juin 2016, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 17 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2015). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2016, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 17 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015). Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 juin 2016, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au deuxième trimestre de 2016, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Notre rapport annuel de 2015 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

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

Modifications de conventions comptables pour 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

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

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Selon cette mise à jour, les entités doivent réévaluer si elles doivent consolider certaines entités légales et éliminer la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification de nos conclusions en matière de consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent à la note 14 « Entités à détenteurs de droits variables ».

Comptabilisation des intérêts

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

Regroupements d'entreprises

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

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

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

Stocks

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

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-valeur au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Contrats de location

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

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées aux instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. 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.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

Paiements à base d'actions versés aux salariés

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

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entrent en vigueur le 1^{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.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA	1 560	1 434	2 657	2 876
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	240	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	10	—	36	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	13	—	23	—
Coûts de restructuration	14	12	14	12
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	4	—
Activités de gestion des risques ¹	(228)	(79)	(103)	10
BAIIA comparable	1 369	1 367	2 871	2 898
Amortissement	(444)	(440)	(898)	(874)
BAII comparable	925	927	1 973	2 024
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	(405)	(331)	(825)	(649)
Intérêts créditeurs et autres comparables	115	51	263	66
Charge d'impôts comparable	(189)	(185)	(369)	(432)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(52)	(40)	(132)	(99)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(25)	(50)	(48)
Résultat comparable	366	397	860	862
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	(176)	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	(113)	—	(139)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(9)	—	(15)	—
Coûts de restructuration	(10)	(8)	(10)	(8)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(3)	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	(34)	—	(34)
Activités de gestion des risques ¹	131	74	100	(4)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	365	429	617	816
Intérêts débiteurs comparables	(405)	(331)	(825)	(649)
Poste particulier :				
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	(109)	—	(109)	—
Intérêts débiteurs	(514)	(331)	(934)	(649)
Intérêts créditeurs et autres comparables	115	51	263	66
Postes particuliers :				
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	6	—	6	—
Activités de gestion des risques ¹	(4)	30	49	1
Intérêts créditeurs et autres	117	81	318	67

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Charge d'impôts comparable	(189)	(185)	(369)	(432)
Postes particuliers :				
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	64	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	—	—	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	4	—	8	—
Coûts de restructuration	4	4	4	4
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	1	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	(34)	—	(34)
Activités de gestion des risques ¹	(93)	(35)	(52)	5
Charge d'impôts	(274)	(250)	(344)	(457)
Résultat comparable par action ordinaire	0,52 \$	0,56 \$	1,22 \$	1,22 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	(0,25)	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	(0,16)	—	(0,20)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(0,01)	—	(0,02)	—
Coûts de restructuration	(0,01)	(0,01)	(0,01)	(0,01)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	(0,05)	—	(0,05)
Activités de gestion des risques	0,18	0,10	0,14	(0,01)
Bénéfice net par action ordinaire	0,52 \$	0,60 \$	0,88 \$	1,15 \$

¹ Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	20	29	7	7
Installations énergétiques aux États-Unis	204	51	89	(17)
Liquides	4	—	2	—
Stockage de gaz naturel	—	(1)	5	—
Change	(4)	30	49	1
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(93)	(35)	(52)	5
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	131	74	100	(4)

BAIIA et BAll comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 juin 2016 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	880	271	460	(51)	1 560
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	—	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	—	—	—	10	10
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	13	—	—	13
Coûts de restructuration	—	—	—	14	14
Activités de gestion des risques	—	(4)	(224)	—	(228)
BAIIA comparable	880	280	236	(27)	1 369
Amortissement comparable	(288)	(67)	(82)	(7)	(444)
BAll comparable	592	213	154	(34)	925

trimestre clos le 30 juin 2015 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	799	313	346	(24)	1 434
Coûts de restructuration	—	—	—	12	12
Activités de gestion des risques	—	—	(79)	—	(79)
BAIIA comparable	799	313	267	(12)	1 367
Amortissement comparable	(282)	(66)	(84)	(8)	(440)
BAll comparable	517	247	183	(20)	927

semestre clos le 30 juin 2016 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	1 774	559	426	(102)	2 657
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	240	—	240
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	—	—	—	36	36
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	23	—	—	23
Coûts de restructuration	—	—	—	14	14
Perte sur la vente de TC Offshore	4	—	—	—	4
Activités de gestion des risques	—	(2)	(101)	—	(103)
BAIIA comparable	1 778	580	565	(52)	2 871
Amortissement	(575)	(137)	(170)	(16)	(898)
BAll comparable	1 203	443	395	(68)	1 973

semestre clos le 30 juin 2015 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	1 666	618	640	(48)	2 876
Coûts de restructuration	—	—	—	12	12
Activités de gestion des risques	—	—	10	—	10
BAIIA comparable	1 666	618	650	(36)	2 898
Amortissement	(561)	(129)	(169)	(15)	(874)
BAll comparable	1 105	489	481	(51)	2 024

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016		2015			2014		
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 751	2 503	2 851	2 944	2 631	2 874	2 616	2 451
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	365	252	(2 458)	402	429	387	458	457
Résultat comparable	366	494	453	440	397	465	511	450
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,52 \$	0,36 \$	(3,47) \$	0,57 \$	0,60 \$	0,55 \$	0,65 \$	0,64 \$
Résultat comparable par action	0,52 \$	0,70 \$	0,64 \$	0,62 \$	0,56 \$	0,66 \$	0,72 \$	0,63 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,565 \$	0,565 \$	0,52 \$	0,57 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,48 \$	0,48 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

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

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

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de 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;

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

- 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 font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

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

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 sont exclus :

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

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

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

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

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Gazoducs	1 314	1 286	2 627	2 591
Pipelines de liquides	416	460	852	903
Énergie	1 021	885	1 775	2 011
	2 751	2 631	5 254	5 505
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	66	119	201	256
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	754	767	1 469	1 521
Achats de produits de base revendus	375	426	845	1 107
Impôts fonciers	128	123	269	257
Amortissement	444	440	898	874
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	211	—
	1 701	1 756	3 692	3 759
Perte sur la vente d'actifs	—	—	(4)	—
Charges financières				
Intérêts débiteurs	514	331	934	649
Intérêts créditeurs et autres charges	(117)	(81)	(318)	(67)
	397	250	616	582
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	719	744	1 143	1 420
Charge d'impôts				
Exigibles	55	26	89	94
Reportés	219	224	255	363
	274	250	344	457
Bénéfice net	445	494	799	963
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	52	40	132	99
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	393	454	667	864
Dividendes sur les actions privilégiées	28	25	50	48
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	365	429	617	816
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,52 \$	0,60 \$	0,88 \$	1,15 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$	1,13 \$	1,04 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	703	709	703	709
Dilué	703	710	703	710

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net	445	494	799	963
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains (pertes) de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	5	(137)	(207)	332
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(6)	58	(8)	(208)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	55	(36)	16	(21)
Reclassement dans le bénéfice net de (pertes) gains sur les couvertures de flux de trésorerie	(40)	(11)	40	33
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	10	8	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	4	7	7
Autres éléments du résultat étendu (note 9)	22	(112)	(144)	160
Résultat étendu	467	382	655	1 123
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	54	10	28	217
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	413	372	627	906
Dividendes sur les actions privilégiées	28	25	50	48
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	385	347	577	858

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	445	494	799	963
Amortissement	444	440	898	874
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	211	—
Impôts reportés	219	224	255	363
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(66)	(119)	(201)	(256)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	82	145	253	280
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	(20)	15	(9)	30
Perte sur la vente d'actifs	—	—	4	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(67)	(37)	(124)	(70)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(224)	(109)	(153)	9
Autres	18	8	23	21
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	218	(92)	138	(485)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 049	969	2 094	1 729
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(982)	(966)	(1 818)	(1 772)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(90)	(172)	(157)	(335)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(114)	(105)	(284)	(198)
Trésorerie soumise à des restrictions	(13 113)	—	(13 113)	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(4)	—	(999)	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice	824	64	912	110
Montants reportés et autres	(20)	25	(20)	204
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(13 499)	(1 154)	(15 473)	(1 991)
Activités de financement				
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(853)	(749)	323	(470)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	10 335	84	12 327	2 361
Remboursements sur la dette à long terme	(933)	(867)	(2 290)	(1 883)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	917	—	917
Dividendes sur les actions ordinaires	(397)	(368)	(762)	(709)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(24)	(46)	(46)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(62)	(54)	(124)	(108)
Actions ordinaires/reçus de souscription émis, déduction faite des frais d'émission	4 371	1	4 374	11
Actions ordinaires rachetées	—	—	(14)	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	492	—	492	243
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	82	27	106	31
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	13 012	(1 033)	14 386	347
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(73)	(13)	(130)	16
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	489	(1 231)	877	101
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	1 238	1 821	850	489
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 727	590	1 727	590

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

	30 juin 2016	31 décembre 2015
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 727	850
Débiteurs	1 517	1 388
Stocks	394	323
Autres	970	1 353
	4 608	3 914
Trésorerie soumise à des restrictions	13 113	—
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 22 739 \$ et 22 299 \$	45 125	44 817
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 619	6 214
Actifs réglementaires	1 118	1 184
Écart d'acquisition	4 523	4 812
Actifs incorporels et autres actifs	2 987	3 050
Placements restreints	528	351
	77 621	64 342
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 421	1 218
Créditeurs et autres	2 656	3 021
Reçus de souscription	4 419	—
Intérêts courus	582	520
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	773	2 547
	9 851	7 306
Passifs réglementaires	1 615	1 159
Autres passifs à long terme	1 108	1 260
Passifs d'impôts reportés	5 210	5 144
Dette à long terme	39 152	28 909
Billets subordonnés de rang inférieur	2 264	2 409
	59 200	46 187
Parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution	106	—
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 125	12 102
Émises et en circulation : 30 juin 2016 – 703 millions d'actions 31 décembre 2015 – 703 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 992	2 499
Surplus d'apport	—	7
Bénéfices non répartis	2 576	2 769
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 9)	(979)	(939)
Participations assurant le contrôle	16 714	16 438
Participations sans contrôle	1 601	1 717
	18 315	18 155
	77 621	64 342

Engagements et garanties (note 13)

Entités à détenteurs de droits variables (note 14)

Événement postérieur à la date du bilan (note 15)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	semestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 102	12 202
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	29	12
Actions rachetées	(6)	—
Solde à la fin de la période	12 125	12 214
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	2 499	2 255
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	493	244
Solde à la fin de la période	2 992	2 499
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	7	370
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	5	5
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	12	4
Incidence du rachat d'actions ordinaires	(8)	—
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP	(38)	(213)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	22	—
Solde à la fin de la période	—	166
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	2 769	5 478
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	667	864
Dividendes sur les actions ordinaires	(794)	(737)
Dividendes sur les actions privilégiées	(44)	(46)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(22)	—
Solde à la fin de la période	2 576	5 559
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(939)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu	(40)	42
Solde à la fin de la période	(979)	(1 193)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	16 714	19 245
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 717	1 583
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	110	89
Portland	22	10
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(104)	118
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	106	31
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(19)	(6)
Reclassement dans les parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution	(106)	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(125)	(107)
Solde à la fin de la période	1 601	1 718
Total des capitaux propres	18 315	20 963

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 2015, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2015 de TransCanada.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2015 compris dans le rapport annuel de 2015 de TransCanada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et les prix du marché pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. Modifications comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

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

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Selon cette mise à jour, les entités doivent réévaluer si elles doivent consolider certaines entités légales et éliminer la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, ont

été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification des conclusions de la société en matière de consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent à la note 14 « Entités à détenteurs de droits variables ».

Comptabilisation des intérêts

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

Regroupements d'entreprises

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

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

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

Stocks

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

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-valeur au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

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

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées à leurs instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. 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.

Participations à la valeur de consolidation

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

Paiements à base d'actions versés aux salariés

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

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entrent en vigueur le 1^{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.

3. Informations sectorielles

trimestres clos les 30 juin (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits	1 314	1 286	416	460	1 021	885	—	—	2 751	2 631
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	40	39	(1)	—	27	80	—	—	66	119
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(391)	(440)	(121)	(131)	(191)	(172)	(51)	(24)	(754)	(767)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(375)	(426)	—	—	(375)	(426)
Impôts fonciers	(83)	(86)	(23)	(16)	(22)	(21)	—	—	(128)	(123)
Amortissement	(288)	(282)	(67)	(66)	(82)	(84)	(7)	(8)	(444)	(440)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	592	517	204	247	378	262	(58)	(32)	1 116	994
Intérêts débiteurs									(514)	(331)
Intérêts créditeurs et autres									117	81
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									719	744
Charge d'impôts									(274)	(250)
Bénéfice net									445	494
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(52)	(40)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									393	454
Dividendes sur les actions privilégiées									(28)	(25)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									365	429

semestres clos les 30 juin (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits	2 627	2 591	852	903	1 775	2 011	—	—	5 254	5 505
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	91	93	(1)	—	111	163	—	—	201	256
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(763)	(842)	(246)	(246)	(358)	(385)	(102)	(48)	(1 469)	(1 521)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(845)	(1 107)	—	—	(845)	(1 107)
Impôts fonciers	(177)	(176)	(46)	(39)	(46)	(42)	—	—	(269)	(257)
Amortissement	(575)	(561)	(137)	(129)	(170)	(169)	(16)	(15)	(898)	(874)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(211)	—	—	—	(211)	—
Perte sur la vente d'actifs	(4)	—	—	—	—	—	—	—	(4)	—
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	1 199	1 105	422	489	256	471	(118)	(63)	1 759	2 002
Intérêts débiteurs									(934)	(649)
Intérêts créditeurs et autres									318	67
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									1 143	1 420
Charge d'impôts									(344)	(457)
Bénéfice net									799	963
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(132)	(99)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									667	864
Dividendes sur les actions privilégiées									(50)	(48)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									617	816

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2016	31 décembre 2015
Gazoducs	30 996	31 039
Pipelines de liquides	15 928	16 046
Énergie	14 916	15 558
Siège social	15 781	1 699
	77 621	64 342

4. Dépréciation d'actifs**Conventions d'achat d'électricité**

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

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

5. Impôts sur le bénéfice

Au 30 juin 2016, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 19 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2015). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, les charges d'impôts comprennent des montants de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 30 juin 2015). Au 30 juin 2016, la société avait constaté 5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2015).

Les taux d'imposition effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2016 et 2015 étaient de 30 % et de 32 % respectivement. Le taux d'imposition effectif moindre en 2016 découle principalement d'une diminution des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada et des variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadiens et étrangers.

6. Dette à long terme

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, la société a émis des titres d'emprunt à long terme comme suit :

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

¹ Ces facilités, qui ont été mises en place pour financer une partie de l'acquisition de Columbia, portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de la vente d'actifs particuliers doit être affecté au remboursement de ces facilités. Le produit de ces facilités est détenu sous forme de trésorerie soumise à des restrictions. Il y a lieu de se reporter à la note 15 « Événement postérieur à la date du bilan » pour un complément d'information.

² Ce taux reflète un taux d'intérêt nominal. Le taux relatif à la réémission de billets a été fixé à 2,69 %.

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2016 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				
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 \$ US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 \$ US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 \$ US	0,75 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débetures	225 \$	12,2 %

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, TransCanada a capitalisé des intérêts de 46 millions de dollars et de 87 millions de dollars respectivement (71 millions de dollars et 141 millions de dollars respectivement en 2015) relativement à des projets d'investissement.

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

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

Au 30 juin 2016, un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) relatif aux parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution est inscrit au bilan consolidé condensé. La société a classé ces 1,6 million de parts ordinaires hors des capitaux propres étant donné que les droits de résolution potentiels s'y rattachant ne sont pas de son ressort.

8. Capitaux propres et capital-actions

ACTIONS ORDINAIRES

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

Le 1^{er} avril 2016, la société a émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit total d'environ 4,4 milliards de dollars. Chaque reçu de souscription confère à son porteur le droit de recevoir automatiquement une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016. Les porteurs ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, un versement équivalant au dividende correspondant aux dividendes déclarés relativement à chacune des actions ordinaires, le premier versement ayant été versé le 29 avril 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016. Un deuxième versement équivalant au dividende sera payé le 29 juillet 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016. Le produit brut de la vente de reçus de souscription, diminué des montants affectés au paiement des versements équivalant au dividende, était détenu en mains tierces jusqu'à la date de clôture de l'acquisition du 1^{er} juillet 2016 et il a été inclus dans la trésorerie soumise à des restrictions. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2016, des versements équivalant au dividende de l'ordre de 109 millions de dollars ont été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Selon les dispositions du régime de réinvestissement des dividendes de la société, les porteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements en espèces facultatifs pour acheter des actions ordinaires de TransCanada. De nouvelles actions ordinaires seront émises selon un escompte de 2 % au moment où les dividendes seront déclarés le 27 juillet 2016.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

ÉMISSION ET CONVERSION D'ACTIONNARIÉS PRIVILÉGIÉS

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

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

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

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

³ Sous réserve de certaines conditions, les porteurs auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

⁴ À compter du 30 juin 2016, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 6 est de 2,034 % et il sera ajusté chaque trimestre.

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 30 juin 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	5	—	5
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(7)	1	(6)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	81	(26)	55
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(56)	16	(40)
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	(2)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu	34	(12)	22

trimestre clos le 30 juin 2015 (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	(135)	(2)	(137)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	76	(18)	58
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(50)	14	(36)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(17)	6	(11)
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	10	—	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu	(111)	(1)	(112)

semestre clos le 30 juin 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	(205)	(2)	(207)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(10)	2	(8)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	27	(11)	16
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	64	(24)	40
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	11	(3)	8
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9	(2)	7
Autres éléments du résultat étendu	(104)	(40)	(144)

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

semestre clos le 30 juin 2015 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	325	7	332
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(283)	75	(208)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(29)	8	(21)
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	56	(23)	33
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	20	(3)	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9	(2)	7
Autres éléments du résultat étendu	98	62	160

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

trimestre clos le 30 juin 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} avril 2016	(493)	(54)	(194)	(258)	(999)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(4)	56	—	—	52
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(40)	4	4	(32)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(4)	16	4	4	20
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2016	(497)	(38)	(190)	(254)	(979)

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

² Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de gains de 3 millions de dollars et de pertes de 1 million de dollars, respectivement, au titre des participations sans contrôle.

semestre clos le 30 juin 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2016	(383)	(97)	(198)	(261)	(939)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(114)	19	—	—	(95)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	40	8	7	55
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net ³	(114)	59	8	7	(40)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2016	(497)	(38)	(190)	(254)	(979)

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.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

- 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 101 millions de dollars et de 3 millions 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 22 millions de dollars (14 millions de dollars après les impôts) au 30 juin 2016. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin		
	2016	2015	2016	2015	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	21	21	(61)	(48)	Produits (Énergie)
Change	39	–	5	–	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts	(4)	(4)	(8)	(8)	Intérêts débiteurs
	56	17	(64)	(56)	Total avant les impôts
	(16)	(6)	24	23	Charge d'impôts
	40	11	(40)	(33)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement de la perte actuarielle	(6)	(10)	(11)	(20)	²
	2	–	3	3	Charge d'impôts
	(4)	(10)	(8)	(17)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	(5)	(5)	(9)	(9)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	1	1	2	2	Charge d'impôts
	(4)	(4)	(7)	(7)	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 avantages. 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 et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin				semestres clos les 30 juin			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Coût des services rendus	25	27	—	—	51	54	1	1
Coût financier	29	29	3	3	59	57	5	5
Rendement prévu des actifs des régimes	(39)	(39)	(1)	(1)	(79)	(77)	(1)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle	6	8	—	1	10	17	1	2
Amortissement du coût des services passés	—	1	—	—	—	1	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	5	6	—	—	9	12	—	—
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	1	1	—	—	1	1
Coût net des prestations constaté	26	32	3	4	50	64	7	8

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 30 juin 2016, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, à la trésorerie soumise à des restrictions, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente comptabilisés à la juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. La société passe régulièrement en revue ses débiteurs et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 juin 2016, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, et il n'y a eu aucune créance irrécouvrable importante au cours de la période.

La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était un montant à recevoir de 187 millions de dollars (144 millions de dollars US) au 30 juin 2016 [248 millions de dollars au 31 décembre 2015 (179 millions de dollars US)]. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2016	31 décembre 2015
Montant nominal	28 400 (21 800 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	31 200 (24 000 US)	23 800 (17 200 US)

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2016		31 décembre 2015	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2016 à 2019) ²	(499)	2 650 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2016 à 2017)	(37)	450 US	50	1 800 US
	(536)	3 100 US	(680)	4 950 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Les gains réalisés nets de 2 millions de dollars et de 4 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 (gains de 2 millions de dollars et de 5 millions de dollars respectivement en 2015) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises sont inclus dans les intérêts débiteurs.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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

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

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2016		31 décembre 2015	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir ¹	158	209	214	265
Dette à court terme et à long terme ^{2,3}	(39 925)	(45 490)	(31 456)	(34 309)
Billets subordonnés de rang inférieur	(2 264)	(1 833)	(2 409)	(2 011)
	(42 031)	(47 114)	(33 651)	(36 055)

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

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

³ Le bénéfice net consolidé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 comprend des pertes non réalisées de 1 million de dollars et de 13 millions de dollars respectivement (gains de 3 millions de dollars et de néant respectivement en 2015) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 800 millions de dollars US au 30 juin 2016 (850 millions de dollars US au 31 décembre 2015). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2016		31 décembre 2015	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²
Justes valeurs ¹				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 5 ans)	—	111	—	90
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	428	—	261	—
	428	111	261	90

¹ Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les actifs incorporels et autres actifs 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)	30 juin 2016		30 juin 2015	
	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 (pertes) net(te)s non réalisé(e)s				
du trimestre clos	16	—	(3)	—
du semestre clos	21	1	(3)	—

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

² Les gains et 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 30 juin 2016, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 30 juin 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 dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	22	—	—	390	412
Change	5	—	6	15	26
Taux d'intérêt	—	6	—	1	7
	27	6	6	406	445
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	3	—	—	177	180
Change	—	—	6	—	6
Taux d'intérêt	—	8	—	1	9
	3	8	6	178	195
Total des actifs dérivés	30	14	12	584	640
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(54)	—	—	(356)	(410)
Change	—	—	(301)	(20)	(321)
Taux d'intérêt	(3)	—	—	—	(3)
	(57)	—	(301)	(376)	(734)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(182)	(182)
Change	—	—	(247)	—	(247)
Taux d'intérêt	(3)	—	—	—	(3)
	(3)	—	(247)	(182)	(432)
Total des passifs dérivés	(60)	—	(548)	(558)	(1 166)

¹ La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

au 31 décembre 2015 (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	46	—	—	326	372
Change	—	—	65	2	67
Taux d'intérêt	—	1	—	2	3
	46	1	65	330	442
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	11	—	—	126	137
Change	—	—	29	—	29
Taux d'intérêt	—	2	—	—	2
	11	2	29	126	168
Total des actifs dérivés	57	3	94	456	610
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(112)	—	—	(443)	(555)
Change	—	—	(313)	(54)	(367)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	(2)	(4)
	(113)	(1)	(313)	(499)	(926)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(31)	—	—	(131)	(162)
Change	—	—	(461)	—	(461)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(32)	(1)	(461)	(131)	(625)
Total des passifs dérivés	(145)	(2)	(774)	(630)	(1 551)

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.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

au 30 juin 2016	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	103 576	242	1	—	—
Ventes ¹	74 963	174	3	—	—
Millions de dollars	—	—	—	2 367 US	1 400 US
Dates d'échéance	2016-2020	2016-2020	2016	2016-2017	2016-2019

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

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	187	23	120	(3)
Change	20	30	47	1
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(47)	(33)	(142)	(32)
Change	13	(10)	57	(53)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(67)	(113)	(140)	(97)
Change	(43)	—	(106)	—
Taux d'intérêt	1	2	3	4

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 sur le marché libre du nord-est des États-Unis, une perte de 49 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars (néant en 2015) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées ont été inscrits dans le bénéfice net au cours du trimestre clos le 31 mars 2016 lorsqu'il était probable que l'opération couverte sous-jacente ne se produirait pas en raison d'une vente future.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	42	(50)	26	(29)
Change	40	—	5	—
Taux d'intérêt	—	—	(1)	—
	82	(50)	30	(29)
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	(21)	(21)	61	48
Change ³	(39)	—	(5)	—
Taux d'intérêt ⁴	4	4	8	8
	(56)	(17)	64	56
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Produits de base ²	43	56	(15)	(7)
	43	56	(15)	(7)

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 créditeurs 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 30 juin 2016 (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	592	(475)	117
Change	32	(32)	—
Taux d'intérêt	16	(3)	13
Total	640	(510)	130
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(592)	475	(117)
Change	(568)	32	(536)
Taux d'intérêt	(6)	3	(3)
Total	(1 166)	510	(656)

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

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

au 31 décembre 2015 (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	509	(418)	91
Change	96	(93)	3
Taux d'intérêt	5	(1)	4
Total	610	(512)	98
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(717)	418	(299)
Change	(828)	93	(735)
Taux d'intérêt	(6)	1	(5)
Total	(1 551)	512	(1 039)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 juin 2016, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 259 millions de dollars (482 millions de dollars au 31 décembre 2015) et des lettres de crédit de 19 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2015). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant au 31 décembre 2015) et des lettres de crédit de 11 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2015) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 30 juin 2016.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 2016, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 17 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2015) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2016, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 17 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

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

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.</p> <p>Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché.</p> <p>En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert de données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes.</p> <p>Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.</p>

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2016, est classée comme suit :

au 30 juin 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	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	106	463	23	592
Change	—	32	—	32
Taux d'intérêt	—	16	—	16
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	(99)	(482)	(11)	(592)
Change	—	(568)	—	(568)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	7	(545)	12	(526)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 2016.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

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

au 31 décembre 2015 (non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	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	34	462	13	509
Change	—	96	—	96
Taux d'intérêt	—	5	—	5
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	(102)	(611)	(4)	(717)
Change	—	(828)	—	(828)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	(68)	(882)	9	(941)

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 2015.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Solde au début de la période	9	2	9	4
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	7	8	10	5
Transferts vers (depuis) le niveau 3	—	3	(3)	3
Règlements	(4)	—	(3)	—
Ventes	—	—	(1)	—
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	—	(2)	—	(1)
Solde à la fin de la période ¹	12	11	12	11

¹ Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, les produits comprennent des gains non réalisés de 6 millions de dollars et de 8 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 juin 2016 (gains de 11 millions de dollars et de 8 millions de dollars respectivement en 2015).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à une variation inférieure à 1 million de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 juin 2016.

12. Acquisitions et cessions

Pipelines de gaz naturel

Portland Natural Gas Transmission System

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

Columbia Pipeline Group, Inc.

Le 17 mars 2016, TransCanada a signé une entente visant l'acquisition de Columbia pour un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie. L'acquisition a été menée à terme le 1^{er} juillet 2016. Il y a lieu de se reporter à la note 15 « Événement postérieur à la date du bilan » pour de plus amples informations sur cette acquisition.

Iroquois Gas Transmission System LP

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

TC Offshore LLC

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

Énergie**Ironwood**

Le 1^{er} février 2016, TransCanada a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, pour une contrepartie de 657 millions de dollars US en trésorerie, compte non tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition. La centrale Ironwood approvisionne le secteur de l'énergie sur le marché énergétique de PJM. Le processus d'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge est en cours. Toutefois, selon les résultats préliminaires, la transaction ne donnera lieu à aucun écart d'acquisition. La société a commencé à consolider les résultats d'Ironwood depuis la date d'acquisition, ce qui n'a pas eu d'incidence significative sur les résultats consolidés de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma sur les résultats consolidés de la société pour chacune des périodes présentées n'est pas significative.

13. Engagements et garanties

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

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2015, les engagements de TransCanada comprenaient des paiements fixes, déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location pour ce qui est des CAE en Alberta. Suivant les avis donnés le 7 mars 2016 concernant la résiliation des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, les obligations futures de la société ont diminué depuis le 31 décembre 2015 de l'ordre de 195 millions de dollars en 2016, de 200 millions de dollars en 2017, de 141 millions de dollars en 2018, de 138 millions de dollars en 2019 et de 115 millions de dollars en 2020. Nos engagements pour 2021 et par la suite ont augmenté d'environ 300 millions de dollars en raison de la prorogation des contrats de location des bureaux au deuxième trimestre de 2016.

GARANTIES

TransCanada et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Échéance	au 30 juin 2016		au 31 décembre 2015	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	88	1	88	2
Sur de Texas – Tuxpan	Diverses jusqu'en 2040	689	46	—	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	116	30	139	24
		893	77	227	26

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

² Exception faite d'une garantie qui n'a aucune date d'échéance.

14. Entités à détenteurs de droits variables

Par suite de la mise en œuvre des nouvelles directives du FASB portant sur la consolidation, un certain nombre d'entités que contrôle TransCanada sont désormais considérées comme des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »). Une EDDV s'entend d'une entité légale qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités légales dans lesquelles la société a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Le tableau suivant présente les actifs et passifs des EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2016	31 décembre 2015
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	61	54
Débiteurs	51	55
Stocks	23	25
Autres	8	6
	143	140
Immobilisations corporelles	3 623	3 704
Participations à la valeur de consolidation	592	664
Écart d'acquisition	509	541
	4 867	5 049
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	64	74
Intérêts courus	20	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	59	45
	143	140
Passifs réglementaires	32	33
Autres passifs à long terme	6	4
Passifs d'impôts reportés	2	—
Dette à long terme	2 893	2 998
	3 076	3 175

EDDV non consolidées

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2016	31 décembre 2015
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 854	5 410
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	204	227
Risque maximal de perte	5 058	5 637

15. Événement postérieur à la date du bilan

Acquisition de Columbia

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a acquis la totalité de Columbia en contrepartie d'un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie, en fonction d'un prix de 25,50 \$ US par action pour l'ensemble des actions ordinaires en circulation de Columbia, ainsi que d'unités d'actions liées à la performance et d'unités d'actions temporairement inaccessibles. L'acquisition a été financée par l'affectation du produit d'environ 4,4 milliards de dollars tiré de la vente des reçus de souscription, par des prélèvements sur les facilités de crédit-relais confirmées totalisant 6,9 milliards de dollars US et par des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne. À la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Il y a lieu de se reporter à la note 6 intitulée « Dette à long terme » ainsi qu'à la note 8 intitulée « Capitaux propres et capital-actions » pour un complément d'information sur les facilités de crédit-relais et les reçus de souscription, respectivement.

Columbia exploite un portefeuille de gazoducs réglementés s'étendant sur 24 250 km, des installations de stockage de gaz naturel de 300 Gpi³ ainsi que des actifs intermédiaires connexes dans diverses régions des États-Unis. TransCanada a acquis Columbia dans le but d'élargir le marché du gaz naturel de la société aux États-Unis, positionnant ainsi la société afin de saisir les occasions de croissance à long terme.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition aux termes de laquelle les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge sont comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. Le calcul préliminaire du prix d'achat correspond aux meilleures estimations actuelles faites par la direction relativement à la juste valeur des actifs et passifs de Columbia selon l'analyse des renseignements qui nous ont été soumis à ce jour. À mesure que la direction procède à son analyse, le calcul définitif du prix d'achat peut différer de façon importante du calcul préliminaire du prix d'achat dont il est question plus loin.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	1 ^{er} juillet 2016
Contrepartie du prix d'achat	13 392
Juste valeur attribuée aux actifs nets	
Actif à court terme	856
Immobilisations corporelles	9 927
Actifs réglementaires	238
Autres actifs à long terme	763
Passif à court terme	(933)
Passifs réglementaires	(385)
Passifs d'impôts reportés	(2 117)
Dette à long terme	(3 847)
Autres passifs à long terme	(182)
Participations sans contrôle	(1 051)
Juste valeur des actifs nets acquis	3 269
Écart d'acquisition	10 123

La juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, des stocks, des autres actifs à court terme et des intérêts courus se rapproche de leur valeur comptable en raison de leurs échéances à court terme. Il est à noter cependant que les créiteurs et autres devraient faire l'objet de certains ajustements.

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

Les gazoducs de Columbia sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, leur base tarifaire devrait être recouvrée selon un taux de rendement raisonnable sur la durée des actifs. La juste valeur de ces actifs devrait correspondre à leur valeur comptable. La juste valeur des droits miniers compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été évaluée à l'aide d'un rapport d'évaluation indépendant, ce qui a donné lieu à une hausse de 325 millions de dollars de la juste valeur. La juste valeur du carburant de base compris dans les immobilisations corporelles a été calculée en appliquant des cours du marché, contribuant ainsi à une augmentation de 839 millions de dollars de la juste valeur. La juste valeur de la dette à long terme de Columbia a été évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour des instruments d'emprunt semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur a donc augmenté de 300 millions de dollars par rapport à sa valeur comptable. Les écarts temporaires créés par suite des variations de la juste valeur susmentionnées donneront lieu à des actifs et passifs d'impôts reportés qui seront comptabilisés au taux d'imposition effectif de 39 % aux États-Unis pour la société.

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

Le calcul préliminaire du prix d'achat tient compte d'un écart d'acquisition de 10,1 milliards de dollars. La possibilité d'étendre les activités du secteur des gazoducs de la société sur les marchés américains et de renforcer sa position concurrentielle dans le secteur du gaz naturel en Amérique du Nord figurent au nombre des facteurs ayant contribué à l'écart d'acquisition. L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice.

La charge liée à l'acquisition s'est chiffrée à environ 10 millions de dollars et 36 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement. Ces montants sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

La société a commencé à consolider les résultats de Columbia à compter de l'acquisition. L'information financière supplémentaire consolidée pro forma non audité de la société qui suit pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2016 et 2015 intègre les résultats d'exploitation de Columbia comme si l'acquisition avait été réalisée le 1^{er} janvier 2015.

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits	3 155	3 020	6 148	6 315
Bénéfice net	486	549	932	1 117
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	394	473	718	950
Bénéfice net par action ordinaire	0,49 \$	0,59 \$	0,90 \$	1,18 \$